



**Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas**



**Simulación de la generación de Energías Renovables al
100% hasta 2050 para Bolivia (en cooperación con la
Universidad Lappeenranta, Finlandia)**

Gestión 2020

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA DE LA COOPERACIÓN ALEMANA AL DESARROLLO

La Cooperación Alemana al Desarrollo a través de la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH y su Programa de Energías Renovables (PEERR) tiene como objetivo brindar asistencia técnica a través del Ministerio de Hidrocarburos y Energías (MHE) a las entidades del sector eléctrico en el área técnica, normativa y formación de capacidades para el desarrollo de las Energías Renovables (EERR) y Eficiencia Energética (EE).

En este contexto, la información contenida en este documento es de carácter referencial y no representa necesariamente la política institucional del Ministerio de Hidrocarburos y Energías ni de las entidades del sector eléctrico.

Esta publicación es producto de una investigación realizada en la Universidad LUT, en Lappeenranta, Finlandia, por Gabriel López, en colaboración de Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Theophilus Mensah, Narges Ghorbani y Upeksha Caldera, apoyado por el Programa de Energías Renovables (PEERR).



Implementada por:





Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas
Dirección General de Energías Alternativas



Simulación de la generación de Energías Renovables al 100% hasta 2050 para Bolivia (en cooperación con la Universidad Lappeenranta, Finlandia)

Gestión 2020

PROGRAMA DE ASISTENCIA TÉCNICA

Entre el:

Ministerio de Hidrocarburos y Energías

y

Deutsche Gesellschaft für Internationale

Zusammenarbeit (GIZ) GmbH



Implementada por:

giz Deutsche Gesellschaft
für Internationale
Zusammenarbeit (GIZ) GmbH

La Paz – Bolivia
2020

RESUMEN EJECUTIVO

En el marco del Acuerdo de París, de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre Cambio Climático, el suministro de energía sostenible se logrará en gran medida mediante energías renovables. Cada país tendrá su propio camino óptimo para la transición a un sistema totalmente sostenible. Este estudio muestra dos de estos caminos para Bolivia, que son técnicamente viables y competitivos en sus costos, además de significativamente más eficientes en comparación con los costos del sistema energético actual.

Para Bolivia, la transición será impulsada por electricidad basada en energía solar fotovoltaica (FV) y la alta electrificación de todos los sectores del sistema energético. Las simulaciones realizadas con el modelo de Sistema de Transición Energética LUT, que comprende 108 componentes tecnológicos, muestran que la demanda de electricidad en Bolivia aumentaría de 93,6 TWh, en el 2015, hasta 230 TWh en 2050, y la electricidad constituiría el 82% de la demanda de energía primaria. El 18% restante se cubriría con calor renovable y recursos de biomasa sostenibles. La energía solar fotovoltaica registra aumentos masivos de capacidad, desde 0,13 GW en 2020 hasta un máximo de 113 GW en 2050, lo que corresponde al 93% de la generación de electricidad en 2050. En un escenario de alta transmisión, el costo nivelado de la energía se reduce en un 27% durante la transición. En todos los escenarios estudiados se observan reducciones significativas de las emisiones de gases de efecto invernadero, incluyendo dos escenarios que demuestran un sistema energético boliviano con cero emisiones de gases de efecto invernadero en 2050. Más aún, estos escenarios proyectan un suministro de energía sostenible y libre de importaciones que proporcionará beneficios sociales adicionales al pueblo de Bolivia.

PALABRAS CLAVE

Sistema de energía renovable; transición energética; almacenamiento de energía; datos espacio-temporales resueltos por hora; Sudamérica, Bolivia.

ABREVIACIONES¹

ABEN	Agencia Boliviana de Energía Nuclear
A-CAES	Almacenamiento adiabático de energía de aire comprimido (<i>Adiabatic compressed air energy storage</i>)
BEV	Vehículo Eléctrico con Baterías (<i>Battery Electric Vehicle</i>)
BNI	Beni
BPS	Escenario de mejor/es política/s (<i>Best Policy Scenario</i>)
CAPEX	Gastos de capital (<i>Capital Expenditures</i>)
CBB	Cochabamba
CCGT	Turbina de gas de ciclo combinado (<i>Combined Cycle Gas Turbine</i>)
CHP	Cogeneración de calor y energía (<i>Combined heat and power</i>)
CHQ	Chuquisaca
CSP	Energía solar térmica concentrada (<i>Concentrated solar thermal power</i>)
DAC	Captura directa de CO ₂ en el aire (<i>CO₂ direct air capture</i>)
DH	Calefacción de distrito (<i>District heating</i>)
DNI	Irradiación normal directa (<i>Direct Normal Irradiance</i>)
EERR	Energías renovables
ENDE	Empresa Nacional de Electricidad
FCEV	Vehículo Eléctrico con Célula de Combustible (<i>Fuel Cell Electric Vehicle</i>)
FT	Fischer-Tropsch
FV	Fotovoltaico
GEI	Gases de efecto invernadero (<i>Greenhouse gases</i>)
GLP	Gas licuado de petróleo (<i>Liquefied petroleum gas</i>)
GNL	Gas natural líquido (<i>Liquefied natural gas</i>)
GTL	Gas a líquido (<i>Gas-to-liquid</i>)
HDV	Vehículo de carga pesada (<i>Heavy duty vehicle</i>)
ICE	Motor de combustión interna (<i>Internal combustion engine</i>)
IEA	Agencia Internacional de Energía (<i>International Energy Agency</i>)
INDC	Contribuciones Previstas Nacionalmente Determinadas (<i>Intended Nationally Determined Contributions</i>)
IH	Calefacción individual (<i>Individual heating</i>)
LDV	Vehículo de carga liviana (<i>Light duty vehicle</i>)
LH2	Hidrogeno Líquido (<i>Liquid Hydrogen</i>)
LPZ	La Paz
LUT	Universidad LUT
MDV	Vehículo de carga mediana (<i>Medium duty vehicle</i>)
MHE	Ministerio de Hidrocarburos y Energía
OCGT	Turbina de gas de ciclo abierto (<i>Open cycle gas turbine</i>)
OCDE	Organización de Cooperación y Desarrollo Económicos
OPEX	Gastos operacionales (<i>Operational expenditures</i>)

¹ Nota de traducción: cuando las abreviaturas son más conocidas por su versión en inglés (A-CAES, CAPEX, CHP, CSP, etc.), se ha mantenido la original, colocando aquí la traducción al castellano, seguida del nombre completo en inglés, en paréntesis.

ORU	Oruro
PND	Pando
PHES	Almacenamiento de energía hidráulica bombeada (<i>Pumped hydro energy storage</i>)
PHEV	Vehículo Eléctrico Híbrido Enchufarle (Plug in Hybrid Electric Vehicle)
PP	Planta de energía eléctrica (<i>Power plant</i>)
PSI	Potosí
PtG	Energía a gas (<i>Power-to-gas</i>)
PtH	Energía a calor (<i>Power-to-heat</i>)
p-km	pasajero - kilómetro
SA	Sistemas Aislados
SCZ	Santa Cruz
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SF	Campo solar (<i>Solar field</i>)
ST	Turbina de vapor (<i>Steam turbine</i>)
TA	Temperatura alta
TB	Temperatura baja
TES	Almacenamiento de energía térmica (<i>Thermal energy storage</i>)
TG	Turbina de gas (<i>Gas turbine - GT</i>)
TJA	Tarija
TM	Temperatura media
TPES	Oferta total de energía primaria (<i>Total primary energy supply</i>)
TTW	Tanque a rueda (<i>Tank-to-wheel</i>)
t-km	Tonelada - kilómetro (<i>tonne-kilometre</i>)
2W	Dos ruedas (<i>two-wheelers</i>)
3W	Tres ruedas (<i>three-wheelers</i>)
USD	Dólar estadounidense (<i>United States Dollar</i>)
€	Euro

CONVENCIONES UTILIZADAS

La nomenclatura empleada para la notación numérica es como sigue: el punto (.) se usa para separar miles; y la coma (,) se usa para separar decimales.

Las unidades que definen un valor numérico son las establecidas por el sistema internacional (SI) y se expresan, cuando corresponde, entre corchetes [...].

Las notas marginales se expresan como superíndice numérico (1) y se consignan al pie de la página correspondiente.

ÍNDICE

1	INTRODUCCION	1
2	MÉTODOS.....	3
3	RESULTADOS.....	10
3.1	Principales tendencias en la demanda de energía a largo plazo	11
3.2	Sector electricidad	13
3.3	Sector calor.....	14
3.4	Sector transporte.....	16
3.5	Capacidad y rendimiento de almacenamiento.....	17
3.6	Transmisión interregional	19
3.7	Participaciones regionales en el suministro energético	21
3.8	Costos e inversiones en sistemas energéticos	22
3.9	Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.....	24
4	DISCUSIÓN	25
4.1	Principales hallazgos.....	26
4.2	Limitaciones	29
4.3	Recomendaciones para futuros trabajos	31
5	CONCLUSIONES	31
6	RECONOCIMIENTOS	32
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	33
8	ANEXOS	39

CAMINO HACIA UN SISTEMA ENERGÉTICO TOTALMENTE SOSTENIBLE PARA BOLIVIA EN LOS SECTORES DE ELECTRICIDAD, CALOR Y TRANSPORTE HASTA 2050

1 INTRODUCCION

Con la meta de ser el corazón energético de Sudamérica, Bolivia tiene planes ambiciosos para convertirse en el principal exportador neto de energía a la región [1]. Asimismo, el gobierno ha establecido trece pilares en el Plan Nacional de Desarrollo “Bolivia Digna, Soberana, Productiva y Democrática para Vivir Bien” [2], entre los que se incluye la eliminación de la pobreza extrema, la universalización del acceso a los servicios básicos y la soberanía ambiental, en cuanto al desarrollo del país con respecto a los derechos de la Madre Tierra. Dado que Bolivia es signataria del Acuerdo de París [3] para reducir los efectos del cambio climático y limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C, y tomando en cuenta los pilares de desarrollo nacional, su desarrollo energético deberá realizarse con un sistema de energías dirigido a tener cero emisiones netas hasta 2050.

La oferta total de energía primaria (TPES) de Bolivia, en 2015, fue de 93,6 TWh, con un 85% proveniente de fuentes fósiles [4]. El aumento del consumo de combustible ha incrementado la cantidad de importaciones de energía de 10,3% de la demanda total de energía final en 2000, a 15,6% en 2015. Por el contrario, el aumento de la producción de gas natural ha resultado en un incremento significativo en el porcentaje exportado de gas natural de 37% en 2000, a 67% en 2015. En términos de exportaciones totales del país, los hidrocarburos, principalmente compuestos de gas natural, representaron el 45,6% del valor total de 8,7 mUSD, con la mayoría de las exportaciones del gas natural yendo a Brasil y Argentina [5].

Tal como sucede con el conjunto del sistema energético del país, el sector de electricidad también depende en gran medida del gas natural [6]. La red eléctrica en Bolivia se divide en dos clasificaciones: el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y los Sistemas Aislados (SA). El gas natural se utiliza, sobre todo, para la generación termoeléctrica, con casi 95% de esta capacidad de generación. Dado el bajo consumo de electricidad de Bolivia, el gobierno subsidia en gran medida la generación de electricidad a partir del gas natural, lo cual lleva a costos de generación que corresponden a menos de la cuarta parte del valor del gas natural en el mercado internacional [7]. Este subsidio está dirigido a mejorar el consumo de electricidad residencial, tanto rural como urbana, y permite una “Tarifa dignidad” de 25% de descuento en la electricidad para consumidores residenciales que usan hasta 70 kWh/mes [7].

A pesar de las –relativamente– pocas emisiones en comparación con las emisiones mundiales, Bolivia es uno de los países más vulnerables a los impactos del cambio climático [8]. Esto resalta la necesidad de una política energética inteligente y objetivos de reducción de emisiones para que Bolivia proteja sus comunidades más vulnerables y su rica biodiversidad. Esto también es

especialmente preocupante cuando se considera que la deforestación y el uso de la tierra han causado una pérdida de 430.000 hectáreas de bosque anualmente entre 2000-2010 [9]. Esta deforestación ha causado emisiones de CO₂ de aproximadamente cien millones de toneladas por año, esto es más del 80% de las emisiones de CO₂ de Bolivia [9]. Detallado por sector, el uso de la tierra y el cambio de uso de la tierra generan 77% de las emisiones, seguido del sector energético con 21% y los procesos industriales con 1,8% [8].

El gobierno boliviano ha establecido los siguientes principios de políticas para el sector energético: soberanía energética, seguridad energética, acceso universal a energía, eficiencia energética, industrialización, integración energética y fortalecimiento del sector energético [10]. Las características de este desarrollo energético incluyen el aumento de la producción y consumo de gas natural, la reducción del consumo de GLP y otros derivados del petróleo, la reducción de la importación de diesel, la reducción del uso de biomasa, el uso creciente de energías renovables (EERR) para la generación de electricidad, mayor uso de electricidad y su exportación [11]. Sin embargo, la mayoría de las metas y proyecciones energéticas de Bolivia se basaron en datos de 2007 y se proyectan hasta 2027. Hay planes de desarrollo más recientes para el sector eléctrico, aunque estos planes apuntan sólo al 2025.

En el Plan Eléctrico de 2014, el Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE) estableció el objetivo de instalar 183 MW de energía renovable hasta 2025 [12]. Un tiempo después, la Empresa Nacional de Electricidad de Bolivia (ENDE) proyectó que, para el año 2025, 74% de la capacidad instalada será de energía hidroeléctrica, 4% de energía renovable no-hidráulica, 12% de plantas de ciclo combinado y 10% de plantas de energía térmica [13]. Sin embargo, estas proyecciones solo toman en cuenta el SIN. Mientras el MHE planea unir el SIN y los SA hasta 2025, también se necesitan planes de electrificación para comunidades rurales que no pueden incorporarse al SIN [12]. Además, Bolivia planea utilizar grandes centrales hidroeléctricas para convertirse en exportador de electricidad para los países vecinos [12]. Con esa capacidad adicional, Bolivia podría ser responsable de hasta 21% de las exportaciones de electricidad en Sudamérica [14].

Si bien la Constitución boliviana estableció cambios en las reglas y regulaciones con respecto al uso de los recursos naturales para la generación de electricidad, no existen regulaciones específicas, lo cual plantea un desafío para el desarrollo de las EERR, particularmente en sistemas eléctricos no conectados a la red [10]

Los precios de la electricidad y las tarifas dentro del SIN actualmente no están acordes con la intención de promover las EERR, y el costo de los subsidios, particularmente para el petróleo, supera el 5% del PIB de Bolivia [15]. Asimismo, los subsidios al gas natural han resultado en un precio de 1,3 USD/mil m³ para la generación de electricidad [10]. En consecuencia, los precios de la electricidad en Bolivia siguen siendo bajos en comparación con otros países de Sudamérica

[16]. Bolivia actualmente no cuenta con instrumentos de fijación de precios por las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), ni metas estrictas de reducción de emisiones, a pesar de que en los informes de las Contribuciones Previstas Nacionalmente Determinadas (INDC) proyectaron la reducción de emisiones de GEI en el sector energético boliviano de 0,41 tCO_{2eq}/MWh en 2015 a 0,04 tCO_{2eq}/MWh hasta 2030 [16, 17]. Para lograr una reducción mayor, se encontró que un impuesto a las emisiones de GEI de 30 USD/tCO₂ produciría la reducción de las emisiones al nivel más bajo para el sector eléctrico de Bolivia hasta 2040 [16]. Estos subsidios, junto con los del petróleo y la falta de impuestos a las emisiones de GEI vinculados a un objetivo de reducción de emisiones, afectan negativamente la competitividad de las EERR en términos económicos.

Al ser signatario del Acuerdo de París, el desarrollo del sistema energético boliviano debe hacerse con altos niveles de sostenibilidad. Hasta donde saben los autores, no existen artículos científicos que esbocen un camino para un suministro de 100% de energía renovable en todos los sectores energéticos para Bolivia. Estudios previos se centran principalmente en el sector electricidad y no analizan escenarios de alta participación de EERR [16, 18, 19], o comprenden una región geográfica más amplia para un sistema energético, sin enfatizar específicamente en Bolivia ni describir un camino de transición energética [20, 21]. Por ello, el enfoque de este estudio es modelar una transición completamente sostenible para Bolivia, en todos los sectores energéticos, y evaluar la viabilidad de tal transición en términos económicos, de factibilidad técnica, así como los efectos sociales y ambientales. Los resultados de este estudio podrían ser útiles para los países de la región, así como para otros países con altos recursos solares en otras partes del mundo.

2 MÉTODOS

Esta investigación utilizó el modelo de Sistema de Transición Energética LUT [22, 23, 24] para estudiar la transición energética boliviana. La Figura 1 muestra el flujo del proceso del modelo LUT. Originalmente, este modelo se desarrolló solo para el sector eléctrico y el sector calor [22, 24], pero luego se actualizó para analizar también el sector de transporte [23], y finalmente se incluyó el sector industrial [26]. Todos los sectores están completamente articulados -ver Figura 2-, tal como se describe con la función objetivo y el balance energético en las ecuaciones 1 y 2 [22]. La ecuación 1 utiliza las abreviaturas: subregiones (r, reg), tecnologías de generación, almacenamiento y transmisión (t, tech), gastos de capital para tecnología t (CAPEX_t), factor de recuperación de capital para tecnología t (crft), gastos operativos fijos para tecnología t (OPEXfix_t), gastos operacionales variables tecnología t (OPEXvar_t), capacidad instalada en la región r de tecnología t (instCap_{t,r}), generación anual por tecnología t en la región r (E_{gen_{t,r}}), costo del aumento de tecnología t (rampCost_t) y suma de los valores del aumento de potencia durante el año para la tecnología t en la región r (totRamp_{t,r}).

$$\min(\sum_{r=1}^{reg} \sum_{t=1}^{tech} (CAPEX_f \cdot crf_t + OPEXfix_t) \cdot instCap_{t,r} + OPEXvar_t \cdot E_{gen,t,r} + rampCost_t \cdot totRamp_{t,r})) \quad (1)$$

La ecuación 2 utiliza las siguientes variables para hacer coincidir el balance con la demanda, a fin de optimizar el sector eléctrico para cada año: horas (h), tecnología (t), todas las tecnologías de generación de energía modeladas ($tech$), sub-región (r), todas las subregiones (reg), generación de electricidad (E_{gen}), importación de electricidad (E_{imp}), tecnologías de almacenamiento ($stor$), electricidad de almacenamiento de descarga ($E_{stor,disch}$), demanda de electricidad (E_{demand}), electricidad exportada (E_{exp}), electricidad para carga de almacenamiento ($E_{stor,ch}$), la electricidad consumida por otros sectores (calor, transporte, producción de combustibles industriales) (E_{other}), reducción del exceso de energía (E_{curt}). La pérdida de energía en las redes de transmisión de alto voltaje y en las tecnologías de almacenamiento de energía se toma en cuenta en el cálculo de descarga de almacenamiento y el valor de importación de la red.

$$\forall h \in [1,8760] \sum_t^{tech} E_{gen,t} + \sum_r^{reg} E_{imp,r} + \sum_t^{stor} E_{stor,disch} = E_{demand} + \sum_r^{reg} E_{exp,r} + \sum_t^{stor} E_{stor,ch} + E_{curt} + E_{other} \quad (2)$$

El modelo funciona con optimización lineal bajo determinadas restricciones, en resolución completa por hora durante todo un año, y aplica simulaciones de costo óptimo. Los datos del año meteorológico para el año 2005 se utilizan para determinar la disponibilidad de recursos como se describe en Bogdanov *et al.* [22]. Usando la capacidad histórica instalada en un sistema energético dado y otras restricciones definidas, el modelo determina el sistema energético de menor costo en resolución completa por hora, para todas las horas del año desde 2020 hasta 2050, en intervalos de cinco años.

Figura 1. Estructura fundamental del modelo del Sistema de Transición Energética LUT [22, 23]

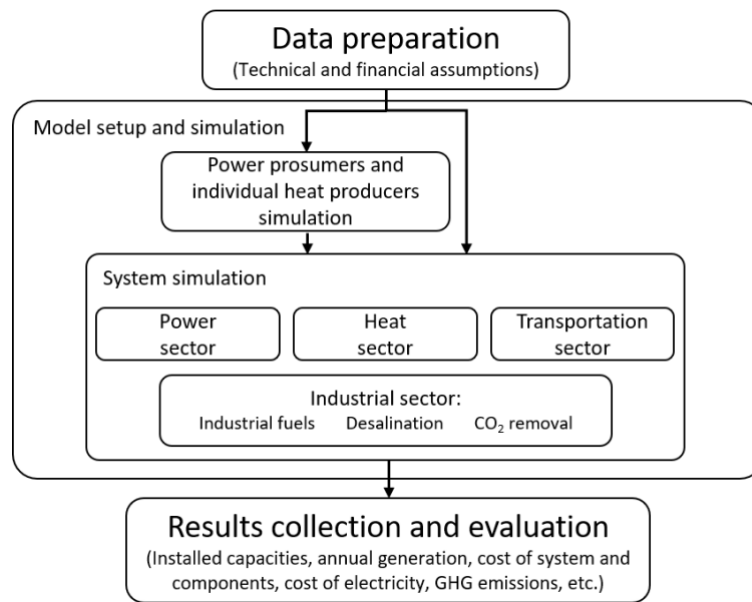
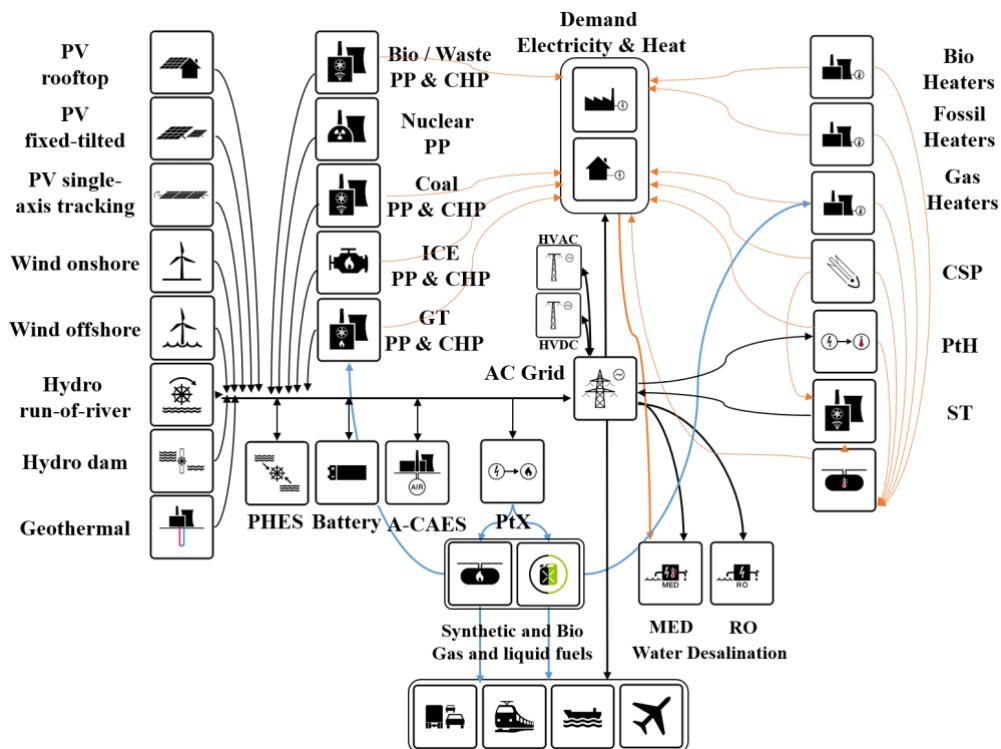


Figura 2. Esquema del modelo de Transición del Sistema Energético LUT para los sectores articulados de electricidad y calor [24], transporte [23]



La recolección de datos para el modelo comenzó con las estadísticas del sistema energético boliviano en 2015, excluyendo los usos no energéticos; el flujo de energía del sistema actual se muestra en la Figura 3 [4]. Los datos reportados en [4] fueron proporcionados de acuerdo a las nueve regiones administrativas

– Departamentos- de Bolivia. Dada la forma en que las autoridades bolivianas reportan los datos, para el estudio Bolivia fue considerado un total de 7 regiones independientes y 1 combinada (se unieron Pando y Beni), considerando las capitales de cada región como centros de consumo, como se muestra en la Figura 4. Las subdivisiones de Bolivia están estructuradas de la siguiente manera: Pando (PND) y Beni (BNI), La Paz (LPZ), Santa Cruz (SCZ), Cochabamba (CBB), Oruro (ORU), Potosí (PTS), Chuquisaca (CHQ), y Tarija (TJA).

Los datos de la red interregional fueron recopilados de [27] para modelar mercado de electricidad para Bolivia. Utilizando estos datos y los datos de [11], se proyectó la demanda de energía a largo plazo para los sectores de electricidad, calor y transporte como sectores principales. Debido a que las proyecciones de la demanda energética más allá del 2030 no están disponibles para Bolivia, la demanda final de energía fue extrapolada de las tendencias entre 2015 y 2030. Se supuso que se produciría un crecimiento energético continuo a medida que la población y el acceso a la energía aumenten. Con los cambios tecnológicos, la demanda final de energía tuvo una tasa de crecimiento anual promedio de 5,4%, donde se asumió que la demanda de calor crecería más que en cualquier otro sector, con un crecimiento anual de 9,7%, en gran parte debido al crecimiento de la demanda de calor industrial.

Figura 3. Flujo de energía para el sistema energético boliviano en 2020

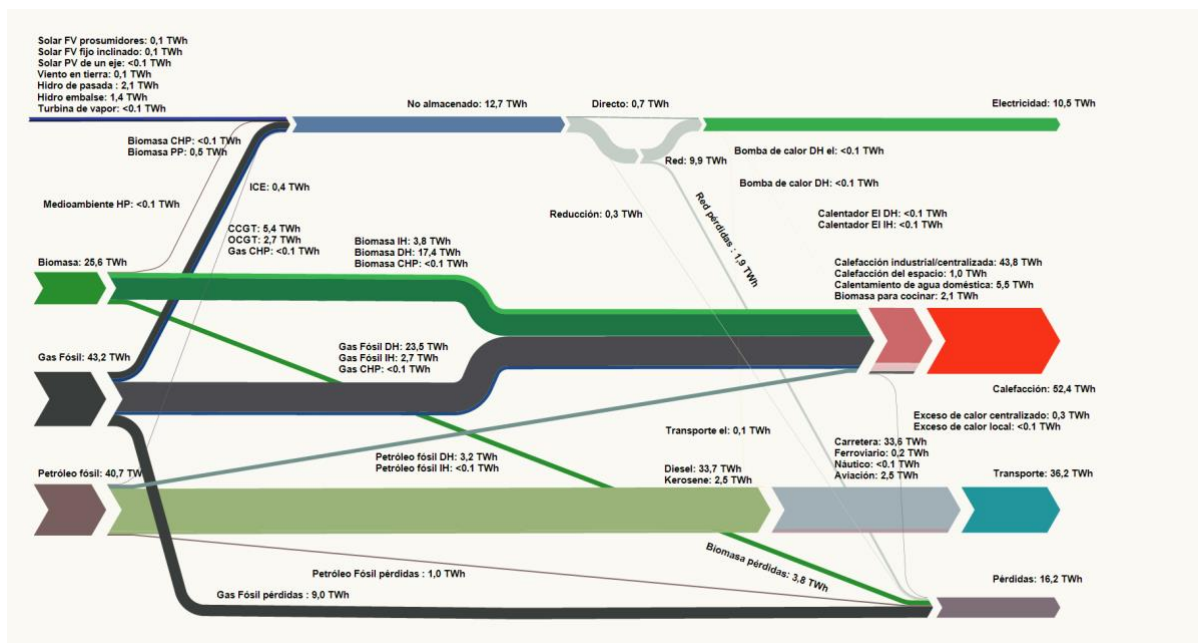


Figura 4. Bolivia dividida en sus respectivas subregiones con la infraestructura de red eléctrica existente

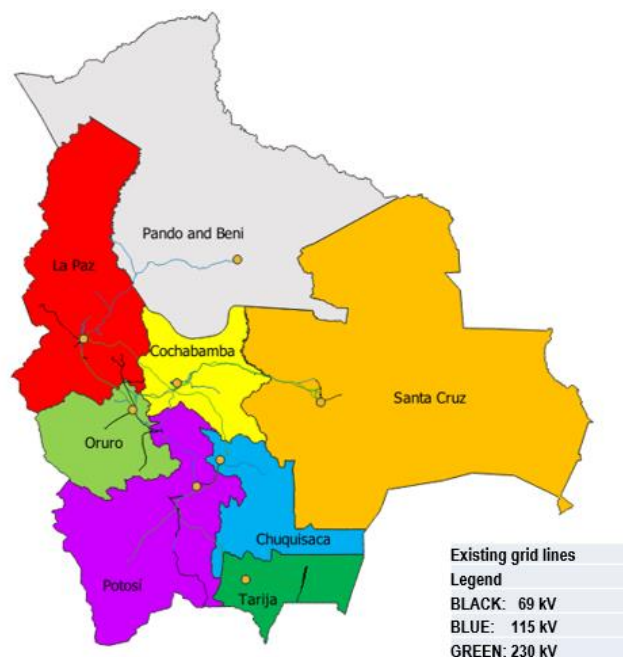
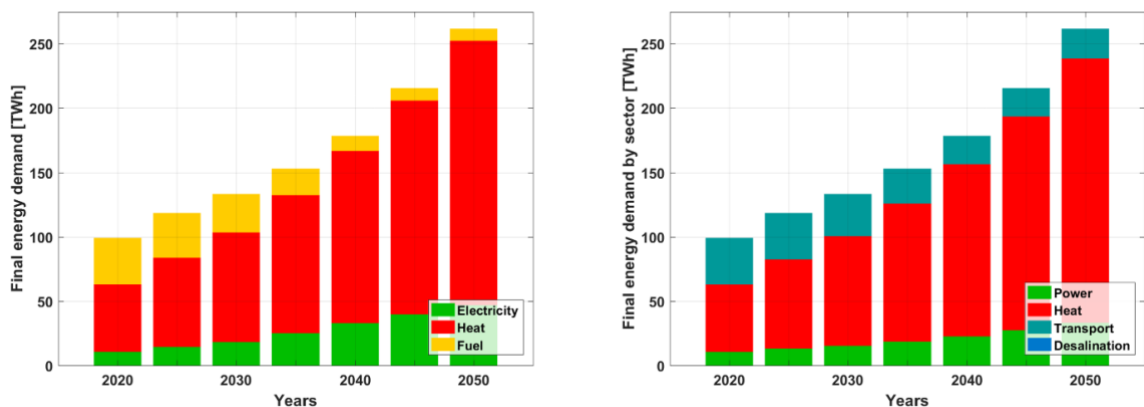


Figura 5. Demanda final de energía por forma de energía (izquierda) y por sector (derecha) de 2020 a 2050.



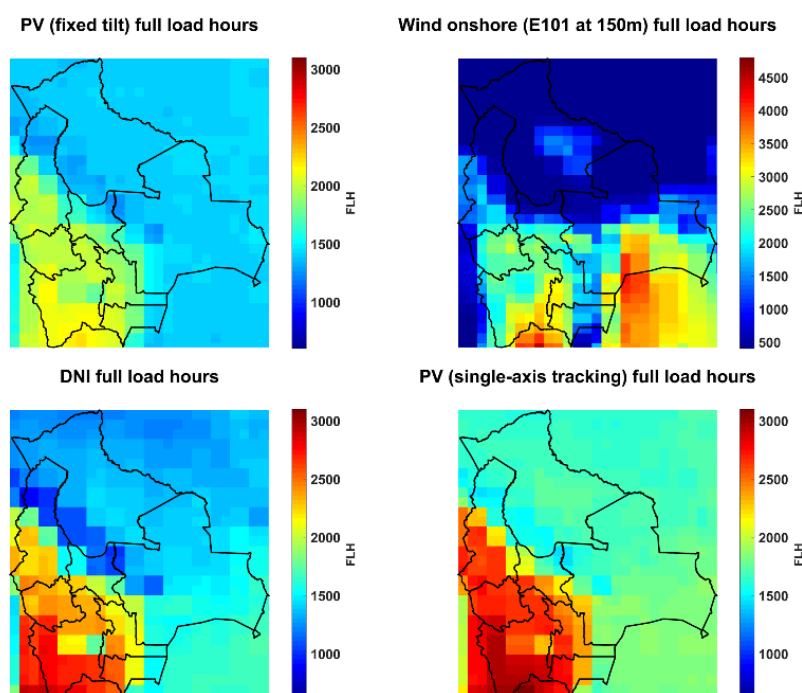
Las demandas se clasificaron en sus usos finales, según sector. El sector eléctrico se distribuyó entre usuarios finales residenciales, comerciales e industriales. La demanda de calor se clasificó en cuatro diferentes usos finales de calor: calefacción de espacios, calefacción de agua sanitaria, calor en procesos industriales y biomasa para cocinar. Estas demandas de calor se clasificaron, además, en demandas de calor de baja, mediana y alta temperatura.

Para el sector transporte, las demandas se dividieron en los segmentos carretera, ferrocarril, marítimo y aéreo, siguiendo a Breyer *et al.* [28], Khalili *et al.* [29], y Balderrama *et al.* [16], y luego se dividieron en pasajeros (en p-km) y carga (en t-km) para cada segmento de transporte. El segmento de carretera se subdividió en vehículos livianos de pasajeros, vehículos de dos o tres ruedas, autobuses de pasajeros, vehículos de carga mediana y vehículos de carga pesada. Utilizando [28], la demanda final de transporte se calculó sobre la base de la demanda de energía específica de los vehículos y la tecnología de los mismos. A medida que proliferan los vehículos eléctricos, se pueden desarrollar las capacidades de carga inteligente y de vehículo a red, cuyo impacto se analiza en Child *et al.* [30]; sin embargo, estas capacidades no se han considerado en este estudio.

Para más detalles de las hipótesis para todo el sector, ver el material complementario (Tablas S1-S7 y Figuras S1-S10).

Luego se estimaron los potenciales de los recursos en Bolivia para diversas tecnologías de EERR. Se utilizaron datos meteorológicos reales para estimar los recursos solares, eólicos e hidráulicos [31, 32, 33]. Los potenciales de los recursos de biomasa y desechos se clasificaron en desechos de biomasa sólida, residuos y biogás, según Bunzel *et al.* [34]. Adicionalmente, las estimaciones del potencial geotérmico se determinaron de acuerdo con Aghahosseini *et al.* [35] y las estimaciones potenciales de almacenamiento de energía hidráulica bombeada (PHES) se realizaron de acuerdo con Ghorbani *et al.* [36]. En la Figura 6 se muestra la distribución de los recursos para energía solar fotovoltaica (FV) con seguimiento en un eje y el sistema FV de plano fijo inclinado, irradiación normal directa (DNI), y eólica en tierra (E-101 a 150 m).

Figura 6. Perfiles de horas de carga completa en Bolivia para el sistema FV de plano fijo inclinado (arriba a la izquierda), eólica en tierra (arriba a la derecha), DNI (abajo a la izquierda) y FV con seguimiento de un eje (abajo a la derecha)



Se han obtenido hipótesis financieras de una variedad de fuentes, las cuales se encuentran en el material complementario (Tablas S8-S10). Estas hipótesis financieras incluyen una curva de aprendizaje en todas las tecnologías clave, la cual es particularmente influyente para determinar la viabilidad de las tecnologías clave en una transición energética con costos optimizados. Posteriormente, se realizaron simulaciones utilizando el modelo LUT para tres escenarios, detallados en la Tabla 1. La herramienta integra 108 tecnologías para incluir y articular los sectores de electricidad, calor y transporte. Los escenarios que aquí se desarrollan son para comparar un sistema de energía más distribuido y fuertemente prosumidor (que trabaja de manera paralelo como consumidor y productor de energía), con uno en el que la generación de energía primaria está centralizada en las regiones con la mayor disponibilidad de recursos. Más aún, al eliminar los costos por emisión de GEI y permitir que los combustibles fósiles permanezcan en el sector del transporte, la competitividad económica de un sistema completamente basado en EERR, puede ser comparada con uno en el que el sector del transporte no está obligado a ser completamente sostenible. El objetivo de los escenarios de mejores políticas (*Best Policy Scenario*), BPS-1 y BPS-2, fue desarrollar un sistema de energía totalmente sostenible para Bolivia, como lo describen Child *et al.* [37], con el cual se eliminarían las emisiones de GEI para 2050 y Bolivia se volvería completamente independiente energéticamente. Debido a la falta de datos gubernamentales más allá de 2030, no se desarrolló un escenario basado en la política actual. Para todos los escenarios, se compararon indicadores

económicos clave para analizar la viabilidad del sistema energético sostenible en cuestión.

Tabla 1. Resumen de los escenarios

Nombre del escenario	Descripción
Escenario (1) de mejor política energética (BPS-1)	Este escenario tiene como objetivo lograr 100% de EERR para 2050, incluyendo los costos de emisión de GEI. Este escenario da prioridad a la generación distribuida y minimiza la utilización de la red de transmisión interregional.
Escenario (2) de mejor política energética – alta transmisión (BPS-2)	Este escenario también tiene como objetivo el 100% de EERR para 2050. Sin embargo, este escenario desarrolla un sistema energético más centralizado. Se centra en la producción energética en áreas con la mejor disponibilidad de recursos.
Escenario (3) de mejor política energética - ilimitado (BPS-3)	En este escenario no se asumen costos de emisiones de GEI y el transporte no se ve obligado a utilizar combustibles sintéticos, pero puede usarse por razones económicas.

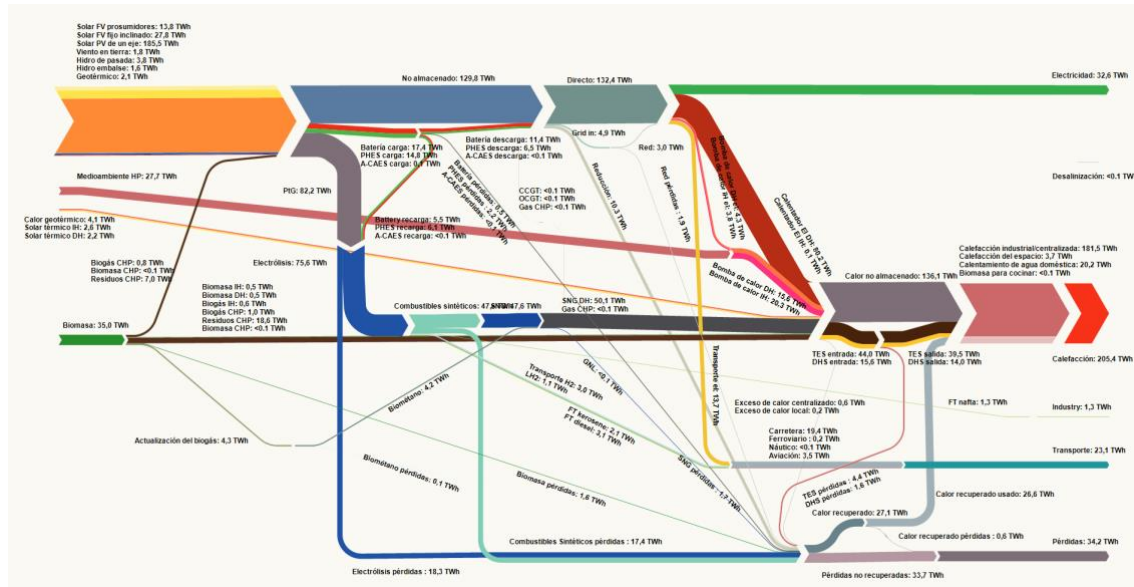
3 RESULTADOS

Los resultados se presentan aquí de la siguiente manera: la sección 3.1 analiza las principales tendencias en el sistema energético boliviano a lo largo de la transición. Los resultados para electricidad, calor y transporte se proporcionan en las secciones 3.2 - 3.5. La sección 3.6 presenta el papel de la capacidad de almacenamiento y producción de calor y electricidad. En la sección 3.7 se muestran los resultados de la transmisión eléctrica interregional para BPS-1 y BPS-2. La sección 3.8 presenta la distribución de las participaciones regionales en el suministro energético. Las secciones 3.9 y 3.10 muestran los costos e inversiones y las emisiones de GEI relevantes, relacionadas con cada uno de los tres escenarios, respectivamente. Para cada sección, se discutirán y compararán los resultados de los escenarios desarrollados en la Tabla 1. Se pueden encontrar resultados más detallados para cada escenario en el material complementario (Tablas S11 - S30 y Figuras S11 - S40).

La Figura 7 presenta el flujo de energía para Bolivia y muestra un sistema energético dominado por energía solar FV renovable; en ella se muestra el flujo de energía por recurso, desde el suministro de energía primaria (izquierda) hasta la demanda final de energía (derecha). Para cada forma de energía y la mayoría de los pasos de conversión de energía, se muestran los resultados por tecnología, así como las pérdidas. El flujo de energía para Bolivia en 2050 demuestra la naturaleza electrificada (tanto directa como indirecta) de los sistemas de EERR, además de resaltar la importancia del hidrógeno como

portador central de energía en sus funciones como combustible de transporte y entrada tanto para procesos de metanización como el de Fischer-Tropsch (FT). La flexibilidad central para el sistema energético es la integración de los sectores de electricidad, calor y transporte a electricidad, de la manera más directa posible, pero también indirectamente a través de bombas de calor y, en particular, a través de electrolizadores y otros pasos de conversión, de ser necesario.

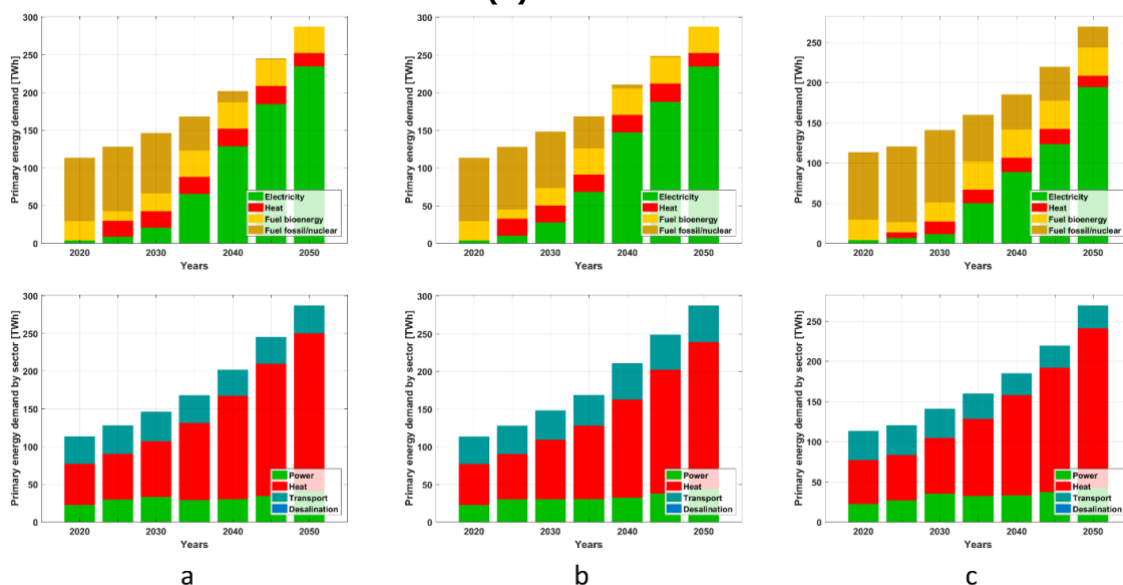
Figura 7. Flujo de energía para Bolivia en 2050 para BPS-1 muestra alta integración de sectores



3.1 Principales tendencias en la demanda de energía a largo plazo

La Figura 8 muestra el suministro de energía primaria por forma de energía y la demanda por sector, a lo largo de la transición para cada escenario. Según estos gráficos, el sector de calor tiene un aumento significativo, debido, en gran parte, a aumentos también significativos en las demandas de calefacción industrial. Por el contrario, la energía primaria para electricidad y transporte solo tiene aumentos marginales, e incluso una disminución en el caso de BPS-3, debido a aumentos en la eficiencia. Si bien la demanda de energía primaria para el sector calor aumenta, todos los escenarios muestran una alta electrificación para el suministro de energía primaria, y los combustibles fósiles se eliminan por completo en BPS-1 y BPS-2. Estos resultados sugieren que la electricidad renovable será el componente dominante de la energía primaria, y que la transición energética boliviana se someterá a una electrificación masiva. De la demanda de energía primaria en 2050, la electricidad renovable aumenta de 12,7 TWh en 2020 a 244 TWh, 245 TWh y 204 TWh, en BPS-1, BPS-2 y BPS-3, respectivamente. Para BPS-1 y BPS-2, la generación de energía primaria restante provendría de fuentes de bioenergía y producción de calor renovable, como la calefacción geotérmica y termosolar.

Figura 8. Demanda de energía primaria según forma de energía (arriba) y demanda de energía primaria por sector (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c) de 2020 a 2050



La Figura 9 muestra que, con el aumento de la población de 12,5 millones en 2020 a 16,5 millones en 2050 [38], y suponiendo un crecimiento económico continuo, el consumo de electricidad per cápita aumenta constantemente. No obstante, este consumo de electricidad per cápita para 2050 está muy por debajo del consumo de los países de la OCDE. Aunque se espera que las demandas de energía primaria aumenten significativamente, los gráficos de la Figura 10 muestran que se ahorra gran cantidad de energía primaria debido a ganancias en la eficiencia.

Figura 9. Consumo de electricidad per cápita y población para Bolivia de 2020 a 2050

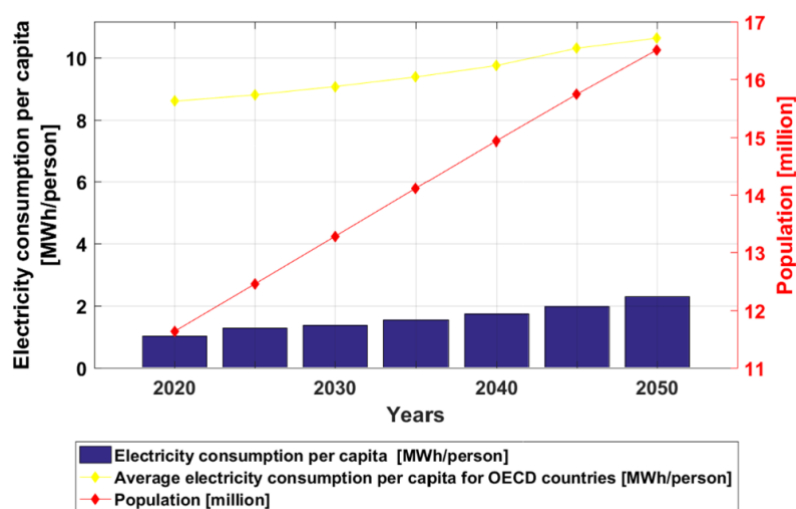
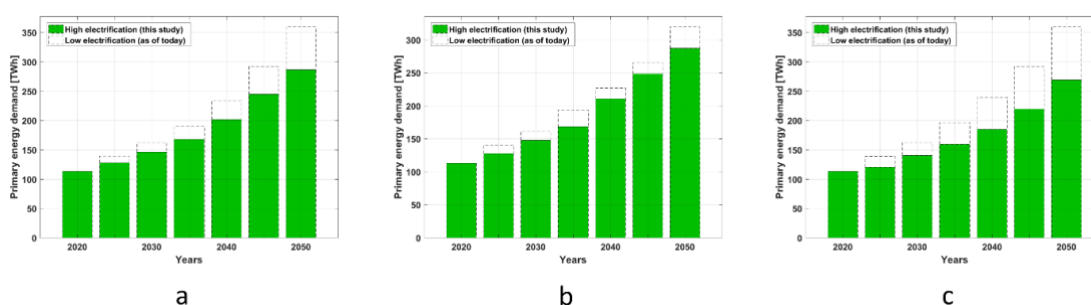


Figura 10. Ganancia de eficiencia en la demanda de energía primaria a lo largo de la transición para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c) de 2020 a 2050



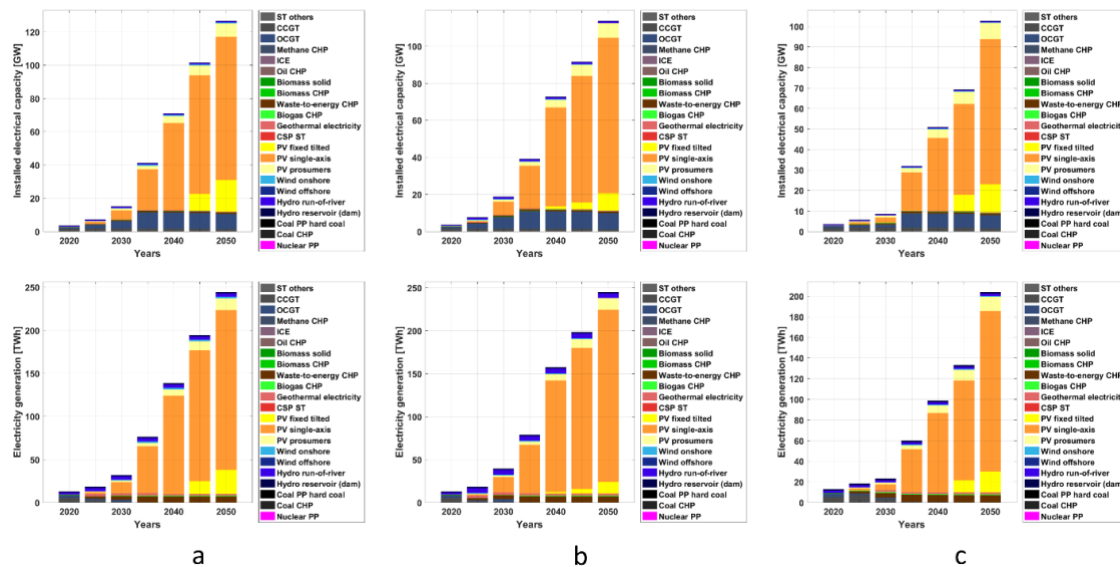
3.2 Sector electricidad

La Figura 11 muestra los totales de la generación de electricidad y la capacidad instalada durante la transición, para cada escenario. Para todos los escenarios, la energía solar FV, concretamente el sistema FV con seguimiento de un eje, es el productor dominante de electricidad para 2050, con una participación de 93% de la generación en todos los escenarios. Incluso ya en el año 2030, la energía FV solar puede tener la participación más importante de la matriz energética, alcanzando la mayor participación en los escenarios con 49,4%. La restante capacidad de generación proviene de la energía hidroeléctrica (ca. 2%), la energía eólica (ca. 0,5%), la energía geotérmica (ca. 1%), la CHP de residuos (ca. 3%) y la CHP de biogás (0,4%) en todos los escenarios. Si bien la capacidad instalada de las turbinas de gas (OCGT y CCGT) permanece en la matriz de generación de electricidad, su participación en la generación está muy por debajo del 1%, y se abastecen solo de gas sintético y biometano en períodos ulteriores de la transición.

En términos de capacidad instalada total para 2050, BPS-1 tiene la mayor capacidad eléctrica en 2050 con 126 GW, seguido de BPS-2 con 114 GW, y BPS-3 con la menor capacidad instalada de 103 GW. Este resultado similar en todos los escenarios, muestra que el sector del transporte influye, en gran medida, en

la capacidad instalada total –como se analiza en la sección 3.4- dado que se requieren cantidades significativas de electricidad para producir combustibles sintéticos. Debido a la electrificación masiva que ocurre en todos los sectores, la diferencia en la capacidad instalada es menos significativa entre los escenarios totalmente renovables (BPS-1 y BPS-2) y el escenario BPS-3.

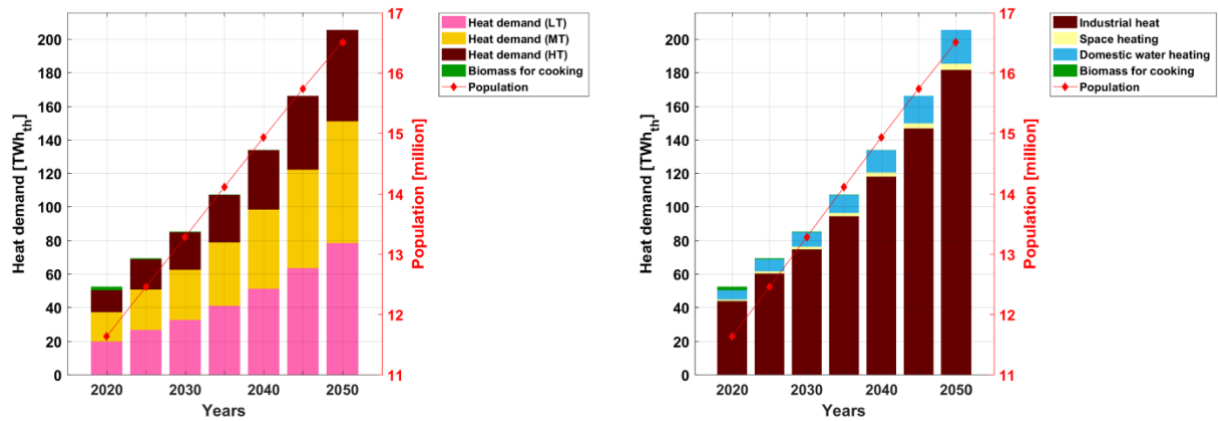
Figura 11. Capacidad acumulada de electricidad instalada (arriba) y generación de electricidad (abajo), según tecnología, durante la transición de 2020 a 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)



3.3 Sector calor

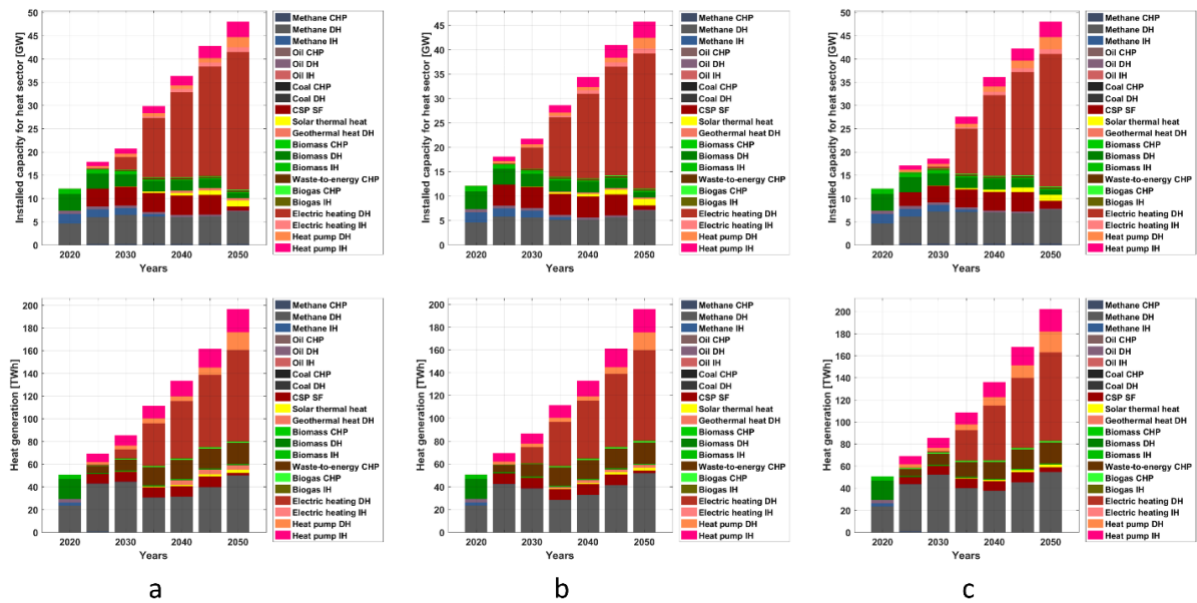
La demanda de calor para los tres escenarios es idéntica, como se muestra en la Figura 12, según demandas específicas y temperatura demandada. Estas cifras demuestran una hipótesis clave de este escenario: que la industrialización a gran escala y las demandas de calor industrial correspondientes, se desarrollarán en el transcurso de la transición. Las demandas de calefacción residencial en Bolivia son bastante bajas, aunque aumentan notablemente durante la transición, a medida que aumenta el acceso a los servicios de energía eléctrica, excepto por la biomasa para cocinar, que se elimina gradualmente hasta el final de la transición. Se prevé que las demandas de calefacción aumenten de 52 TWh en 2015, a 205 TWh en 2050.

Figura 12. Demanda de calor por temperatura (izquierda) y por proceso de calefacción final (derecha) a lo largo de la transición



Para satisfacer la demanda de calor, la calefacción eléctrica, sea directa o mediante bombas de calor, compone la mayor participación de la capacidad y de la generación de calor. La calefacción en base a gas se mantiene tanto en capacidad como en generación, haciendo la transición de gas fósil a gas sintético durante la transición. La Figura 13 proporciona las capacidades de calor instaladas y la generación de calor para cada escenario. En estos gráficos, las capacidades totales instaladas son bastante similares para los tres escenarios en 2050, cada una entre 45 y 50 GW. Del mismo modo, la generación de calor es de alrededor de 200 TWh para cada escenario. La calefacción de distrito (DH) se convierte en la tecnología de calor dominante en 2050 (con alrededor del 40%), seguida de metano DH (ca. 26%), bombas de calor (ca. 18%), tecnologías basadas en biomasa (alrededor del 10%) y una participación limitada de calor solar térmico y geotérmico en todos los escenarios. La demanda de calefacción en Bolivia pasa de un sistema dominado por gas natural y biomasa a un sector de calefacción, en gran medida, electrificado. Debido al bajo costo de la electricidad renovable, la calefacción eléctrica impulsará la transición del sector calor en Bolivia.

Figura 13. Capacidad instalada para el sector calor (arriba) y generación de calor por tecnología a lo largo de la transición para BPS-1 (a), BPS-2, (b), y BPS-3 (c)



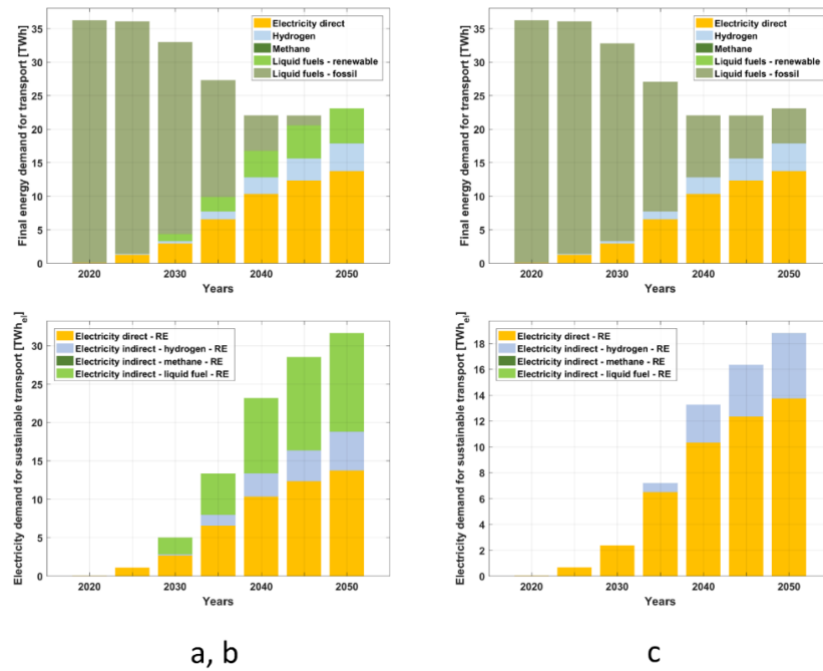
3.4 Sector transporte

La Figura 14 muestra la demanda final de energía para el transporte en los diferentes escenarios. Estos gráficos resaltan una diferencia clave en los resultados de estos escenarios. Aunque la demanda final de energía para el sector del transporte es la misma para todos los escenarios, los segmentos restantes de combustible líquido en BPS-1 y BPS-2 se basan en combustibles FT renovables, mientras que BPS-3 todavía utiliza combustibles fósiles líquidos. El resultado es, por lo tanto, una disminución significativa de la demanda de electricidad para el transporte, de 32 TWh_{el} para BPS-1 y BPS-2, y 19 TWh_{el} para BPS-3.

Durante la transición, se produce un cambio importante de vehículos basados en combustible a vehículos híbridos y eléctricos de batería, y los combustibles líquidos renovables se pueden introducir en una escala significativa a partir de 2030. Para BPS-1 y BPS-2, la demanda final de energía para un sector de transporte totalmente sostenible estaría cubierta por electricidad directa (59%), combustibles sintéticos (líquido y gas) (23%) e hidrógeno (18%). Para BPS-3, la única diferencia es que los combustibles fósiles (líquido y gas) tendrían una participación del 23% de la demanda total de energía final del sector transporte. Los combustibles líquidos renovables se utilizarían en gran medida en los segmentos de aviación y transporte marino, mientras que los segmentos de carreteras y ferrocarriles se electrificarán masivamente. Tal desarrollo en la producción de combustible renovable requerirá un desarrollo significativo de electrolizadores y tecnologías de captura directa de CO₂ en el aire [34]. Los resultados, según modo individual y segmento de transporte, tipo de vehículo y producción de combustible sintético, se pueden encontrar en el material complementario (Figura S17, Tablas S29-S30).

Figura 14. Demanda final de energía para transporte según combustible (arriba) y demanda de electricidad del sector de transporte (abajo) para BPS-1

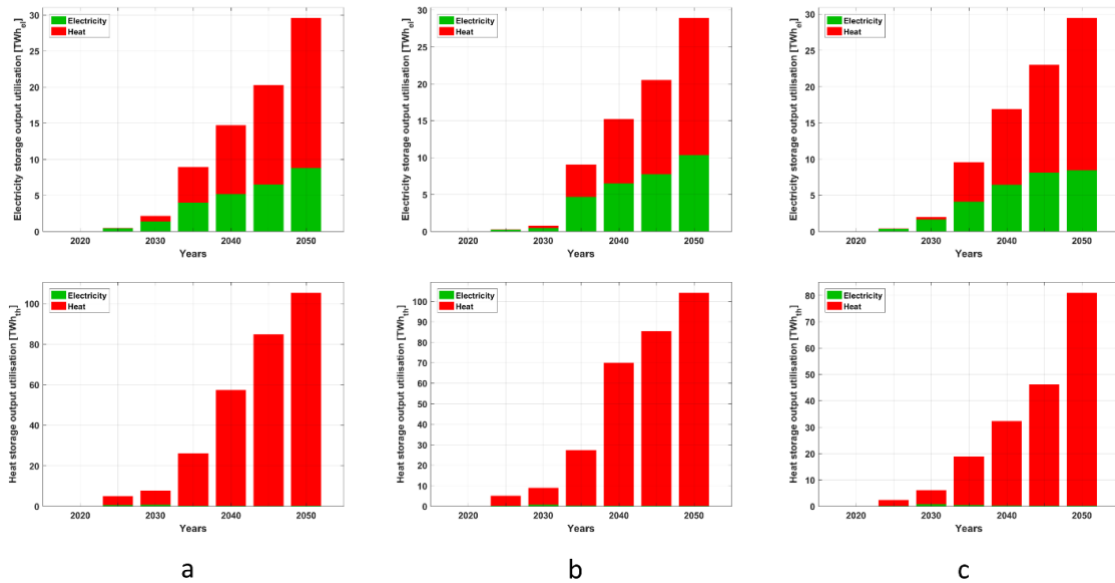
(a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c). Nótese que BPS-1 y BPS-2 tienen demandas energéticas idénticas para el sector transporte



3.5 Capacidad y rendimiento de almacenamiento

La Figura 17 muestra la provisión de capacidad de almacenamiento de calor y de electricidad por tipo de almacenamiento. El almacenamiento de electricidad proporciona una producción de energía de 29,6 TWh_{el}, 28,9 TWh_{el} and 29,5 TWh_{el} y el almacenamiento de calor proporciona 105 TWh_{th}, 104 TWh_{th}, y 81 TWh_{th}, para BPS-1, BPS-2, y BPS-3, respectivamente. Estos valores corresponden al 42%, 41% y 51% de la demanda total de electricidad, y al 49%, 48% y 34% de la demanda total de calor, para BPS-1, BPS-2 y BPS-3, respectivamente. En cuanto al suministro total de energía, el almacenamiento de energía eléctrica y térmica sería responsable de aproximadamente el 51%, 51% y 42% de la demanda total de energía de todos los sectores para 2050, en los tres escenarios, respectivamente.

Figura 15. Uso de la capacidad de almacenamiento de electricidad (arriba) y de calor (abajo) durante la transición de 2020 a 2050, para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c)



La capacidad de almacenamiento de energía eléctrica y térmica sugiere que el almacenamiento desempeñará un papel importante en el equilibrio de un sistema de energía predominantemente solar. La capacidad instalada de almacenamiento de electricidad se introduce en el sistema energético en 2025 con aproximadamente 1 GWh de capacidad instalada, alcanzando un rango de 82 a 89 GWh en 2050, para todos los escenarios, como se ve en los gráficos en la fila superior de la Figura 18. El almacenamiento de energía hidráulica bombeada (PHES) emerge, inicialmente, como la principal tecnología de almacenamiento de electricidad, con la introducción de una pequeña participación de prosumidores de batería. Las baterías de escala industrial no se introducen a gran escala hasta 2045, y el almacenamiento adiabático de energía de aire comprimido (A-CAES) no se introduce hasta 2050, con una muy pequeña participación de capacidad instalada. BPS-2 muestra la mayor capacidad de PHES instalada, mientras que BPS-1 tiene la mayor capacidad de batería instalada. De la capacidad total de almacenamiento eléctrico (Figura 19, arriba), las baterías (sistema y prosumidor) tienen la mayor capacidad en BPS-1 y BPS-3, con 17 TWh y 15 TWh, respectivamente. Por el contrario, PHES tiene la mayor capacidad de almacenamiento eléctrico en BPS-2, con 15 TWh.

Además, a medida que el sector de calefacción se electrifica más, será necesario el almacenamiento de energía térmica para alejarse gradualmente de la calefacción basada en combustibles fósiles. Los gráficos de la fila inferior de la Figura 18 muestran el almacenamiento de energía térmica requerido durante la transición para todos los escenarios, el cual aumenta a aproximadamente a 2,5 TWh_{th}, 3,5 TWh_{th}, y 1,5 TWh_{th} para cada uno de los escenarios respectivos. Si bien el almacenamiento de gas domina la capacidad de almacenamiento de energía térmica para cada escenario, la capacidad de almacenamiento de energía térmica tiene partes aproximadamente iguales

de almacenamiento de energía térmica, TES (Calefacción de distrito, DH, y alta temperatura, AT), y de almacenamiento de gas. Debido a la calefacción de gas fósil existente en BPS-3, el almacenamiento de energía térmica proporciona solo 81 TWh_{th} en 2050, en comparación con BPS-1 y BPS-2, que tienen capacidad de almacenamiento térmico de 105 y 104 TWh_{th}, respectivamente.

Figura 16. Capacidad instalada de almacenamiento eléctrico (arriba) y térmico (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c)

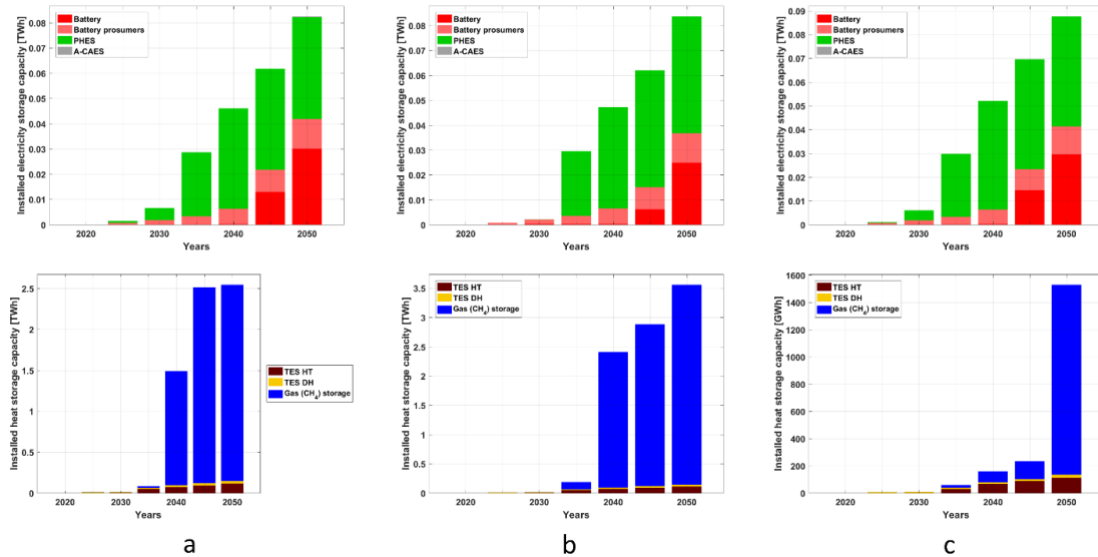
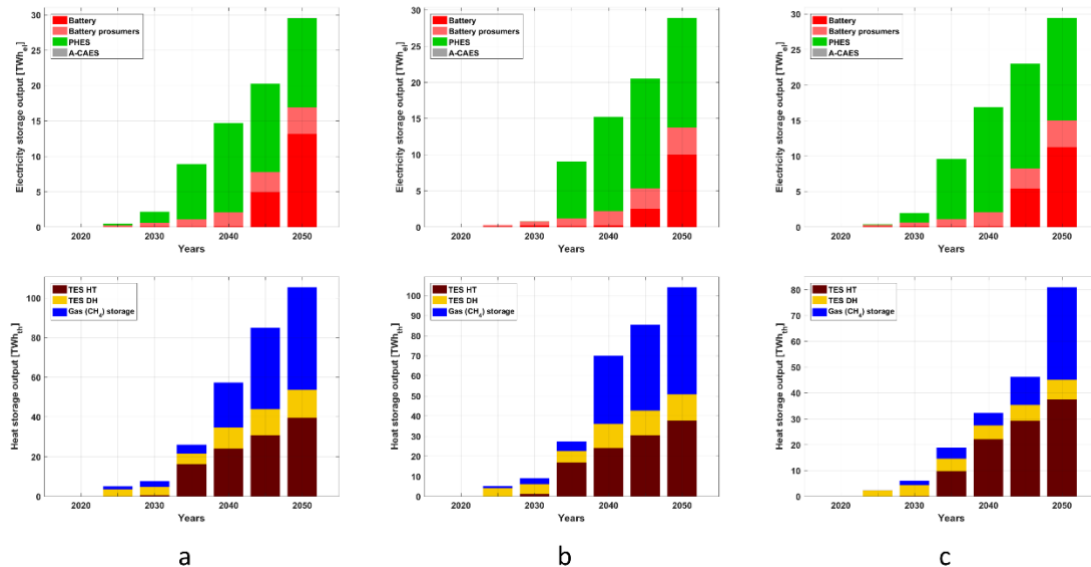


Figura 19. Capacidad de almacenamiento eléctrico (arriba) y térmico (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c)



3.6 Transmisión interregional

La Figura 20 muestra que la transmisión interregional a través de la red varía significativamente al comparar los escenarios BPS-1 y BPS-3, con BPS-2. Los

patrones generales para cada escenario son similares, ya que, en gran medida, la utilización de la red sigue los patrones de producción solar, siendo la principal diferencia, entre los escenarios, la capacidad requerida de transmisión por red, que alcanza un máximo de 6 a 7 GW en BPS-1 y BPS-3, respectivamente, en comparación con BPS-2, que tiene una capacidad máxima de alrededor de 25 GW. La Figura 20 se destaca aún más esta diferencia, ya que el escenario BPS-1 tiene una exportación total a la red de 4,9 TWh, mientras que BPS-2 tiene una exportación total a la red de 105 TWh.

En cuanto a la estructura de la transmisión interregional, que se muestra en la Figura 21, las mismas regiones que son importadoras netas en BPS-1, generalmente, siguen siendo importadoras, excepto Chuquisaca (CHQ), y las que son exportadoras netas se mantienen como exportadoras. Estos resultados muestran que, en lo que respecta a la producción de electricidad, las regiones son más independientes de término energéticos en BPS-1 que en BPS-2. En todos los escenarios, las regiones con mejores recursos se convierten en exportadoras y las demás en importadoras. El escenario BPS-1 muestra que CHQ se convierte en el mayor exportador de electricidad, mientras que BPS-2 muestra a PTS como la principal región exportadora. Ambas regiones comparten excelentes recursos solares y tienen una baja demanda de electricidad. Esto supone un cambio significativo en comparación con el actual comercio de electricidad, en el que TJA es el principal exportador de electricidad debido a su gran proporción de centrales eléctricas de turbina de gas.

Figura 17. Uso de la red interregional para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

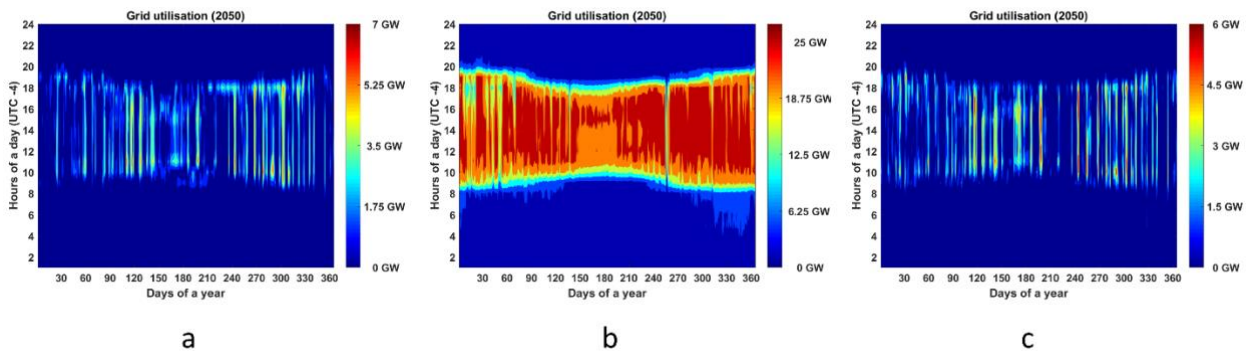
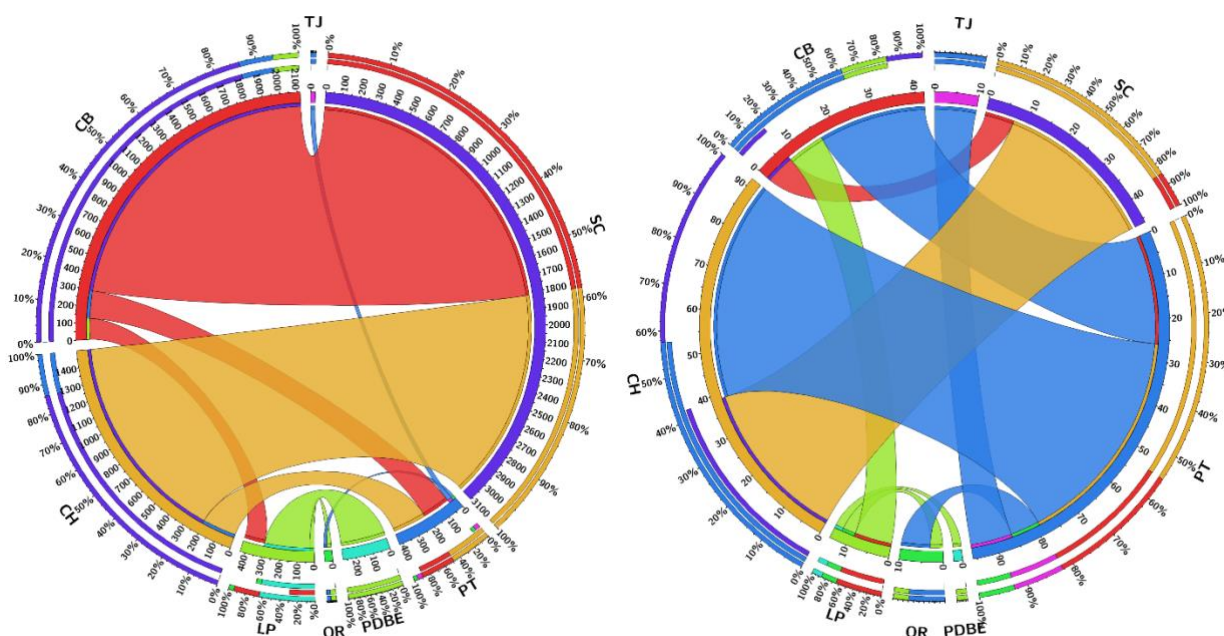


Figura 18. Comercio interregional de electricidad para BPS-1 (en GWh) (izq.) y BPS-2 (en TWh) (der.)

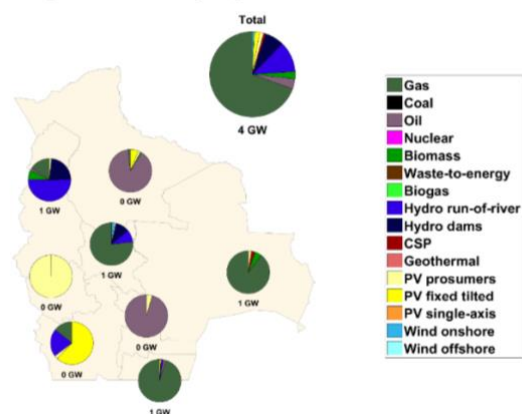


3.7 Participaciones regionales en el suministro energético

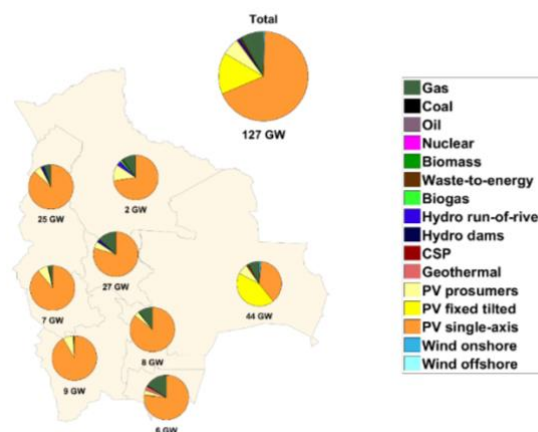
La Figura 22 muestra la transformación de la capacidad eléctrica instalada desde 2020 hasta 2050. Casi todas las regiones con centrales eléctricas de gran capacidad tienen una participación significativa de centrales eléctricas de turbinas de gas. Para el año 2050, todas las regiones tienen una significativa capacidad instalada de energía FV solar, particularmente FV con seguimiento de un eje, seguida del sistema FV de plano fijo inclinado. La FV con seguimiento de un eje comprende el 76% de la capacidad FV solar, con 86 GW en BPS-1, mientras que el sistema FV de plano fijo inclinado tiene 19 GW de capacidad instalada. La energía solar FV surge como la capacidad dominante en todas las regiones debido a los excelentes recursos solares ubicados en todo el país. La distribución de las capacidades instaladas difiere principalmente entre BPS-1 y BPS-2; no obstante, BPS-1 tiene la mayor capacidad instalada en regiones con mayor consumo de energía, en este caso SCZ, CBB y LPZ. La energía hidroeléctrica existente en el sistema se mantiene y se expande ligeramente durante la transición, y se utiliza en regiones con recursos hidroeléctricos disponibles, aunque su función es principalmente equilibrar la generación de energía solar FV. En el material complementario (Figuras S21-S39), se encuentran resultados adicionales sobre la generación a nivel subregional, capacidad instalada, capacidad de almacenamiento regional y rendimiento del almacenamiento regional para todos los escenarios.

Figura 19. Capacidad eléctrica instalada a nivel regional en 2015 (izquierda) y 2050 (derecha) para BPS-1

Regional electricity capacities



Regional electricity capacities



3.8 Costos e inversiones en sistemas energéticos

Un sistema energético altamente renovable y más eficiente naturalmente implica una reducción en los costos de los servicios energéticos. Aunque el aumento significativo en la demanda de energía primaria y final sugiere un aumento en los costos del sistema energético, un sistema totalmente sostenible tiene un precio notablemente más bajo por unidad de energía, en comparación con los niveles actuales. Más aún, si bien la demanda total de energía final aumenta en un factor de aproximadamente 2,5, los costos anuales del sistema solo aumentan en un máximo de 1,8, ya que los tres escenarios muestran un aumento de 4,4b² € en 2020 a 8,1b €, 7,9b €, y 7,4b € en 2050, respectivamente (ver Figura 23). La estructura de costos anuales del sistema muestra una transición de ser dominada por el costo del combustible a ser principalmente gastos de capital (CAPEX). El aumento de CAPEX sugiere que, durante la transición, la importación de combustible se reducirá, particularmente de combustibles fósiles. Usando los excelentes recursos solares propios de Bolivia para generar combustibles sintéticos en BPS-1 y BPS-2, daría

² “b” significa billones en inglés, correspondiendo a mil millones en castellano.

como resultado la independencia y seguridad energética. Debido a que no hay costos de emisión de GEI en BPS-3, los costos de combustible se mantienen para los combustibles fósiles utilizados en los sectores de calor y transporte.

La Figura 24 (arriba) muestra que el CAPEX no está dominado por una sola tecnología. Si bien los costos de la energía solar FV tienen una parte significativa de los costos de capital debido a la gran capacidad de la energía solar FV en todos los escenarios, se requieren grandes inversiones para TES, PHES, electrolizadores y baterías. Esto resulta en un mayor costo de energía en 2025 y 2030 para BPS-1 y BPS-2, durante los primeros años de la transición. Sin embargo, a medida que los combustibles fósiles se eliminan del sistema energético, los costos de energía se reducen sustancialmente y el costo total nivelado de energía disminuye de aproximadamente 45 €/MWh en 2015, a aproximadamente 33 €/MWh para un sistema de energía totalmente sostenible.

Sin los costos de emisiones de GEI, este costo se reduce aún más a aproximadamente 30 €/MWh. Esta reducción en el costo de la energía resulta del bajo costo de la electricidad proveniente de la energía solar FV, cuyo costo nivelado de electricidad (LCOE) se reduce en la mayor proporción en el escenario BPS-2, de 105 €/MWh en 2020, a 21,7 €/MWh en 2050. Todos los escenarios tienen reducciones similares en LCOE: BPS-1 tiene un LCOE de 22,2 €/MWh y BPS-3 tiene un LCOE de 22,7 €/MWh en 2050. Todos los resultados en cuanto a costos de energía e inversiones por sector y costos de combustible durante la transición están disponibles en el material complementario (Tablas S31-S39 y Figuras S40-S52).

Figura 20. Costos anuales de los sistemas por sector (arriba) y categoría de costo principal (abajo) durante la transición para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c)

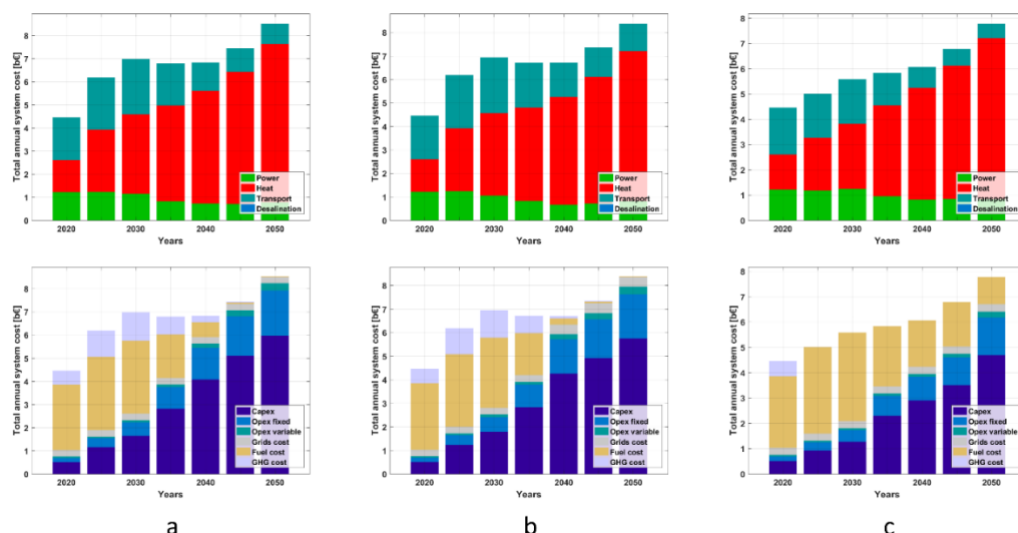
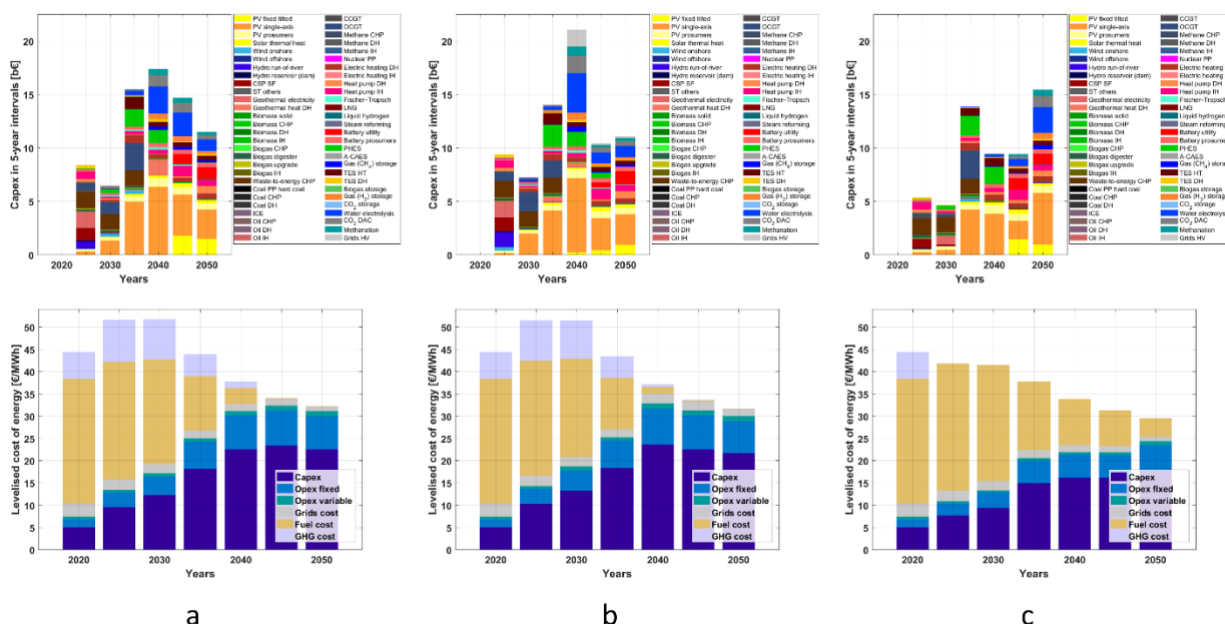


Figura 21. Gastos de capital en intervalos de 5 años (arriba) y costo nivelado de energía (abajo) a lo largo de la transición para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c)

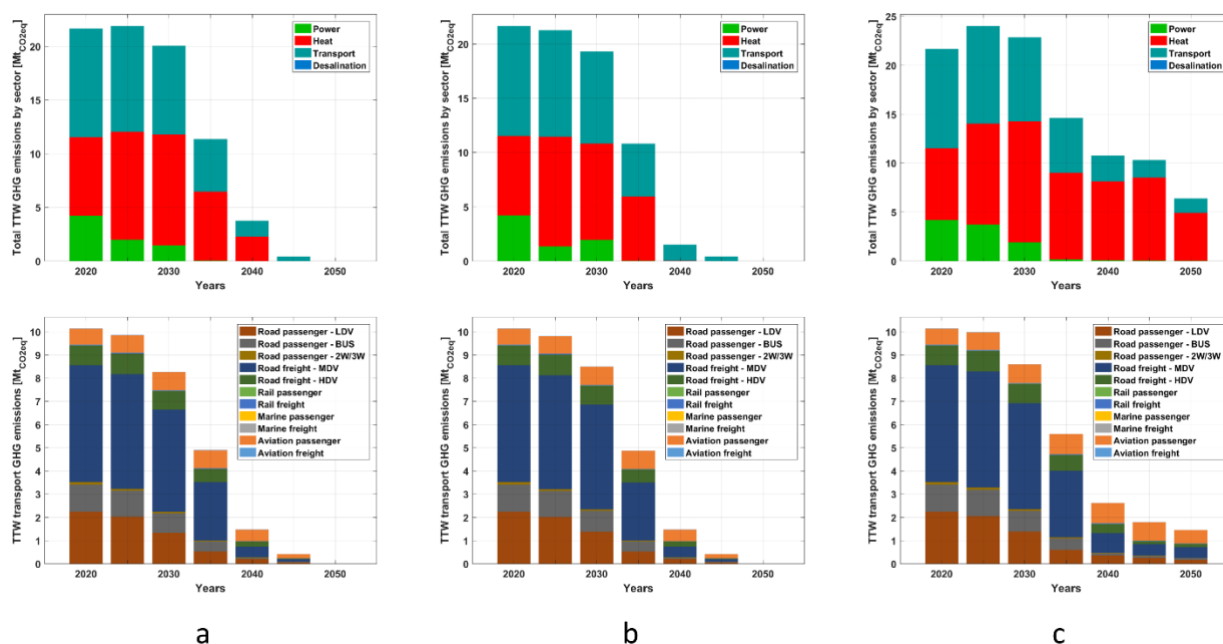


3.9 Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero

Una transición de combustibles fósiles a fuentes sostenibles naturalmente implica la eliminación de las emisiones de GEI del sistema energético. Como se muestra en la Figura 25 (fila superior), las emisiones de GEI del sistema energético boliviano se pueden eliminar, yendo de 22 MtCO₂ en 2020 a cero en 2050. Esta reducción se puede hacer drásticamente en la década de 2020 en el sector eléctrico, y en la década de 2030 en el sector calor. Por el contrario, el sector del transporte sigue siendo resistente a la eliminación gradual de los combustibles fósiles y permanecerá en el sistema energético tal como se ve en

la Figura 25c, si no hay una fijación de precios por las emisiones de GEI ni la regulación respectiva. Adicionalmente, el escenario BPS-3 muestra una gran cantidad de emisiones de GEI en el sector calor cuando no hay objetivos específicos de EERR y no se aplican costos por emisión de GEI.

Figura 22. Emisiones de GEI por sector (arriba), y en el sector de transporte según modo y segmento (abajo) durante la transición energética para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c)



Los resultados de la simulación sugieren que un sistema energético totalmente sostenible para los sectores de energía, calor y transporte para Bolivia, para el año 2050, es técnicamente factible y económicamente viable, incluso considerando un aumento significativo en la demanda energética en Bolivia. Los escenarios en los que la generación primaria se distribuye localmente en todo el país y donde la generación se centraliza en regiones con mejor disponibilidad de recursos, son alternativas viables en un escenario sin objetivos de EERR ni costos por emisión de GEI. Sin embargo, estos resultados también implican que los costos de emisión de GEI son necesarios para un escenario totalmente renovable con costos optimizados. De todos modos, estos resultados resaltan un camino a través del cual Bolivia puede eliminar sus emisiones directas de GEI hasta 2050, mientras se torna completamente independiente energéticamente, asegurando así un futuro energético seguro y sostenible.

4 DISCUSIÓN

La discusión de los resultados se divide en tres partes. Primero, los principales hallazgos se discuten dentro del contexto de trabajos anteriores, sección 4.1. En segundo lugar, la sección 4.2 plantea las limitaciones de este estudio. Tercero,

en la sección 4.3, se dan recomendaciones para futuras investigaciones en Bolivia, así como para el campo de la transición energética sostenible.

4.1 Principales hallazgos

Este estudio describe vías concretas para que Bolivia logre un sistema energético basado en un 100% de EERR, y que sea técnica y económicamente viable. Los resultados de una transición energética boliviana hacia el 100% de EERR para 2050, en los sectores de electricidad, transporte y calor, son los primeros en este campo. Es importante destacar que esta investigación proporciona resultados más detallados para la región de Sudamérica, una región del mundo que no está bien cubierta por la investigación sobre 100% EERR, según Hansen *et al.* [39]. Los escenarios BPS-1 y BPS-2 muestran que tal transición es viable tanto para sistemas de energía distribuidos como centralizados (o de alta transmisión). Los niveles de reducción en los escenarios llegaron a 4,5%, 2,5% y 4,2% de la demanda total de electricidad, respectivamente. En todos los escenarios, el costo nivelado de energía presenta hallazgos similares, con BPS-3 teniendo un costo nivelado de energía ligeramente inferior en comparación con BPS-1 y 2. Sin embargo, estos costos no tienen en cuenta otros beneficios no financieros para un sistema energético, como un suministro de energía que es totalmente doméstico y sostenible, sin emisiones de GEI y con menor riesgo, lo que lleva a la determinación de que un sistema completamente basado en EERR es de mayor calidad, por el mismo costo y, por lo tanto, superior. Aún así, desde un punto de vista estrictamente económico, BPS-3 sugiere que para lograr un sistema completamente basado en EERR, se requieren iniciativas de política energética inteligentes para gravar adecuadamente las emisiones dañinas de GEI y proporcionar incentivos de apoyo adecuados para el desarrollo de energías renovables [40].

Para los escenarios totalmente renovables, existen factores clave que conducen a energía de bajo costo, primordialmente energía solar FV de bajo costo [39], asequibilidad de las diferentes opciones de almacenamiento, en particular con una alta integración del sector [41], alta electrificación en todos los sectores, y procesos accesibles de PtX (energía a X), principalmente comenzando con hidrógeno renovable generado a través de electrolizadores. Además, la calefacción eléctrica, en particular con bombas de calor y DH eléctrica directa, puede utilizar otras formas de exceso de generación de electricidad. No obstante, patrones de producción variables como estos, incluso con opciones de almacenamiento, requieren flexibilidad en la demanda. Con tales condiciones, los electrolizadores pueden organizarse para operar solo en horas pico de producción, y siguiendo los procesos PtX, como FT y metanización, pueden operarse casi continuamente para generar los combustibles sintéticos requeridos en los sectores de calor y transporte.

Anteriores estudios sobre el sistema energético de Bolivia [16, 18, 19] consideran principalmente el sector energético boliviano, y ninguno analiza un sistema de electricidad 100% renovable. Candia *et al.* [18] muestran que la alta

proliferación de energía renovable no hidroeléctrica es técnicamente factible desde 2021 y que el 50% de la capacidad total, distribuida uniformemente entre la energía solar FV y la eólica/, genera ahorros en el costo de la electricidad, incluso en comparación con el precio subsidiado del gas natural de Bolivia. Otras investigaciones, así como las proyecciones del gobierno, en [11, 13, 16, 20], destacan una mayor participación de capacidad hidroeléctrica instalada, con menor participación de energía solar FV y eólica. Más aún, las grandes instalaciones hidroeléctricas planificadas por el gobierno boliviano están destinadas a producir electricidad de exportación, en lugar de ser utilizadas dentro de Bolivia [11]. Las limitaciones sociales y ambientales descritas para las diferentes formas de energía hidroeléctrica [42, 43, 44], pueden extenderse aún más al desarrollo futuro de la energía hidroeléctrica, y pueden resultar en la pérdida de valor económico y la viabilidad de las instalaciones hidroeléctricas si la construcción se retrasa.

Sauer *et al.* [7] estudian el potencial alto impacto de vehículos eléctricos de producción local en el sector del transporte boliviano. Dadas las reservas de litio del país, los resultados demuestran que la proliferación de vehículos eléctricos de carga liviana puede proporcionar ahorros económicos en la escala de millones de USD, así como varios beneficios sociales producto del desarrollo local de litio y de los propios vehículos. Dichos resultados dependen de los bajos costos de producción de electricidad (LCOE), que según este estudio se reducen de manera más significativa en la transición en BPS-2 de 105 €/MWh en 2020 a 21,7 €/MWh en 2050. No obstante, los resultados de BPS-3 indican que, sin objetivos dirigidos al 100% de EERR y sin incluir los costos por emisión de GEI en la fijación de precios de la electricidad, los combustibles fósiles pueden permanecer en el sistema, de modo que solo se lograría el 90% de EERR en la TPES.

Más aún, según Velasco *et al.* [45], el desarrollo de la industria de gas a líquido (GTL) en Bolivia, a través de procesos FT, puede proporcionar una vía para eliminar la importación de combustible. Teniendo en cuenta que los resultados de este estudio muestran una participación importante de los combustibles sintéticos al final de la transición, el desarrollo de capacidades en GTL podría hacerse a corto y mediano plazo con los recursos de gas natural de Bolivia, pero el riesgo de tener inversiones varadas para una inversión de 20 a 30 años es alto, ya que los países importadores podrían prohibir los combustibles fósiles y solicitar combustibles libres de emisiones fósiles. Dado el papel de Bolivia como exportador de gas en la región, la producción y la exportación pueden continuar a corto plazo, ya que Bolivia tiene suficientes recursos de gas [46], y los ingresos del gas natural pueden utilizarse para financiar proyectos de EERR a gran escala. Tal ha sido el caso de Noruega, donde el sector petrolero -que se prevé va a decaer en el largo plazo- domina la economía, y la electricidad renovable abastece una demanda interna cada vez más electrificada [47, 48]. La política boliviana de gas natural ha enmarcado el sector de hidrocarburos en un modelo de desarrollo cuyos ingresos pueden ser utilizados por el Estado en el campo económico y social [49]. Sin embargo, Ramírez Cendrero [49]

también destaca que caracterizar al sector hidrocarburos por el superávit puede entrar en conflicto con otros objetivos clave de un sector energético como la eficiencia, la diversificación energética, la seguridad energética, el suministro universal y la gestión de impactos ambientales.

[17] establece que las EERR constituirán el 81% de la generación de electricidad para 2030. El escenario de Bolivia para 2027 en [11], establece que las fuentes de biomasa comprenderán 8% de la demanda total de energía final. Por lo tanto, este estudio proporciona los primeros resultados, en BPS-1 y BPS-2, delineando una ruta para la 'des-fosilización' del sistema energético de Bolivia que es técnicamente factible y más eficiente económicamente, en línea con los pilares de desarrollo establecidos para Bolivia [2]. Estos ahorros de eficiencia se pueden estimar en aproximadamente 22%, 14% y 26% para BPS-1, BPS-2 y BPS-3, respectivamente. Además, el desarrollo a gran escala de la energía solar FV, particularmente en comunidades fuera de la red, puede servir para reducir la pobreza energética en Bolivia [50]. Estos resultados también destacan la necesidad de una formulación de políticas inteligentes para promover el desarrollo y la inversión en tecnologías renovables, según Washburn y Pablo-Romero [51].

La principal fuente de energía para Bolivia de este estudio es la energía solar FV. Las altas cuotas de energía solar FV en Bolivia están respaldadas por los hallazgos de recursos solares en [52], que determinaron que Bolivia se encuentra entre los diez países con máxima irradiación solar para sistemas FV de plano fijo con inclinación óptima. Asimismo, estos resultados respaldan los hallazgos de Haegel *et al.* [53] y Strauch [54] que sugieren que las tecnologías solares FV están listas para una escalada a nivel global como contribuyentes centrales en todos los segmentos de energía, y que una transición dominada por el recurso solar se realizará como una reforma completa y disruptiva en lugar de un cambio gradual [40]. La proporción de electricidad generada, necesaria para todos los sectores para 2050 en BPS-1, será de 89% energía solar FV, 7% OCGT y 4% de otros, incluyendo energía eólica e hidroeléctrica. Se ven resultados similares en BPS-2 y BPS-3.. El recurso solar de Bolivia es tan abundante que la capacidad instalada de energía solar FV es solo el 2,3% del límite superior, correspondiente al 0,1% del área total de Bolivia. Estos resultados parecen diferir en cierta medida de estudios globales y regionales de Sudamérica [20, 23, 55, 56, 57] respecto a que todos los sectores de energía alcancen los objetivos del Acuerdo de París sobre Cambio Climático [3].

Los estudios que analizan una ruta de transición energética para todos los sectores en Sudamérica, que consideran a Bolivia y otros países como una región, ofrecen miradas variadas respecto a un futuro sistema energético para Bolivia. Teske [55] sugiere que, para la región central de Sudamérica que incluye a Bolivia, para un escenario de aumento de 1,5°C, la estructura de generación de energía estaría compuesta de 29% de EERR intermitentes (principalmente energía solar FV, CSP y eólica), 49% de EERR regulable (sobre todo hidroeléctrica y biomasa), y 22% de plantas de energía regulable de hidrógeno-gas (no fósil). Por el contrario, Ram *et al.* [23], encuentran que la región que incluye a Bolivia

se basaría en la energía solar FV, con casi 75% de la generación de electricidad proveniente de energía solar FV. En el estudio de Jacobson *et al.* [56], en Bolivia los usos finales estarían cubiertos por 22% de energía eólica, 15% geotérmica, 3% hidroeléctrica, 49% solar FV y 10% CSP. Para toda Sudamérica, Löffler *et al.* [57], encuentran una proporción de 90% tanto de energía hidroeléctrica como de energía solar FV, con el 10% restante cubierto por energía eólica en tierra. Las diferencias entre estos estudios y los resultados del presente estudio pueden atribuirse en gran medida a las diferencias metodológicas y las diferencias en las hipótesis, en particular las hipótesis de costos, como también se discute en [58].

Los resultados del modelo LUT para regiones que incluyen a Bolivia [20, 21] demuestran el impacto de la estructuración regional en el resultado de los estudios de transición energética. El enfoque multimodal de este estudio permite considerar diversidad en la topografía, el clima y la distribución geográfica de los recursos y el consumo. Esto es especialmente relevante dadas las vastas diferencias topológicas y climáticas en toda Bolivia, desde los bosques del noreste hasta el Altiplano en el suroeste. En comparación con un país vecino con condiciones similares [59], los resultados indican una participación muy diferente en la generación de electricidad primaria; no obstante, la estructura del sistema energético sigue siendo consistente con los resultados de este estudio, con todos los sectores siendo altamente electrificados, y las capacidades de almacenamiento de electricidad y calor siendo los principales impulsores de la transición.

Es importante señalar también que todos estos escenarios parten de un supuesto unificador, esto es, que la energía nuclear no es parte de la solución para un sistema 100% de EERR. Actualmente, Bolivia no tiene planes de instalar capacidad nuclear, sin embargo, en 2017, la Agencia Boliviana de Energía Nuclear (ABEN) firmó un contrato con Rusia para comenzar a estudiar reactores nucleares de pequeña capacidad y desarrollar las competencias nucleares de Bolivia [60]. Child *et al.* [37], Ram *et al.* [61], y Grubler [62] discuten los riesgos asociados con plantas de energía nuclear, incluyendo la alta inversión económica, así como los riesgos sociales y ambientales con respecto a la falla potencial, el desmantelamiento de las plantas nucleares y el tratamiento de los residuos nucleares.

4.2 Limitaciones

Las principales limitaciones de este estudio se debieron, en gran medida, a la falta de información proporcionada por los canales del gobierno, particularmente en relación con las demandas específicas de uso final. Si bien la información provista permitió hacer el análisis de Bolivia desde un enfoque de múltiples nodos –un método que considera la capacidad de transmisión existente y la distribución geográfica adecuada de la demanda y los recursos– en gran medida, faltaban los usos finales específicos de energía por sector. Una vez que se recopilieron los datos para 2015, la demanda y la capacidad

instalada se extrapolaron para el año 2020. Esta extrapolación indudablemente tendrá cierta disparidad con los números oficiales que serán publicados por el gobierno boliviano y otras organizaciones, como la Agencia Internacional de Energía (IEA).

Además, la falta de proyecciones gubernamentales para 2050 para todos los sectores energéticos no permite comparar los escenarios de mejores políticas (BPS) con las políticas actuales de Bolivia. Tal comparación podría proporcionar información clave dada la trayectoria de los planes de electricidad del gobierno para instalar grandes centrales hidroeléctricas, con solo una limitada cantidad de energía solar FV, la tecnología predominante de suministro de energía de este estudio. Del mismo modo, sin tener la estimación de los recursos potenciales por parte del gobierno boliviano, fuera de la energía hidroeléctrica, los resultados de la capacidad renovable instalada no se pueden comparar con lo que el gobierno considera factible técnica o económicamente. Una limitación adicional a este respecto, es que Bolivia, para los fines de este estudio, es tratada como una isla energética. Por lo tanto, el modelo no aborda el exceso de electricidad como exportable, por lo que dicha electricidad se resta, incurriendo en costos adicionales para el sistema. Dado el potencial de Bolivia para ser un exportador de electricidad, según Pinto de Moura *et al.* [13], en un escenario de alta proliferación de energía solar FV, sería interesante realizar mayor investigación sobre su potencial de exportación a nivel regional.

Si bien un sistema de EERR tendría claros beneficios sociales y económicos, así como consecuencias sociales y ambientales limitadas, las actitudes públicas hacia las instalaciones de EERR pueden variar según características sociodemográficas y posiciones políticas [63]. La disponibilidad de EERR de bajo costo es especialmente importante con respecto al desarrollo inclusivo, el desarrollo de comunidades alejadas y de bajos ingresos –que generalmente pagan proporcionalmente más por los servicios de electricidad–, y la mejora del nivel de vida de los hogares, particularmente de las mujeres [44, 64, 65]. Estos proyectos pueden aportar a una mayor diversificación de la economía de Bolivia y reducir su dependencia de las exportaciones de gas [49]. Las comunidades alejadas pueden beneficiarse mucho de una electrificación gradual con EERR, en particular la energía solar FV, por tener menor costo en un entorno económicamente complejo [66]. Teniendo en cuenta que futuras exportaciones de gas requerirán el desarrollo de reservas no utilizadas, debe implementarse un mayor escrutinio socioambiental en la evaluación de los sitios.

Dado que la región de Potosí es el hogar de la mayor reserva de litio del mundo [7], el aumento del costo del uso de litio por el propio país, a medida que se desarrolla la extracción de este recurso, puede influir en los tomadores de decisiones con respecto al uso de litio en el sistema energético boliviano. Lu *et al.* [67] destacan el litio como clave para las transiciones globales bajas en carbono, particularmente por su uso en baterías. Sin embargo, Hancock *et al.* [68] afirman que, si bien la minería de litio podría impulsar el desarrollo y el flujo fiscal hacia las partes subdesarrolladas del país, es un proceso de uso intensivo de agua que utiliza productos químicos tóxicos que traen consigo problemas de

eliminación de residuos por encima de los que ya existen en el sistema público de gestión de residuos de Bolivia [69]. Aunque Ali *et al.* [70] y Hancock *et al.* [68] sugieren modelos de desarrollo de la minería vinculadas a alianzas público-privadas, cabe notar que Bolivia es un país vulnerable a la caída de tales alianzas. Además, la extracción de litio podría afectar negativamente el ecoturismo en el Salar de Uyuni, que alberga una cantidad significativa del recurso de litio de Bolivia [68].

Los resultados de este estudio indican que un sistema que prioriza la transmisión interregional, en lugar de una generación más distribuida, es ligeramente más rentable; no obstante, el valor agregado del comercio de electricidad entre departamentos, en comparación con el aumento del almacenamiento de electricidad a gran escala, puede ser de interés para los futuros formuladores de políticas en Bolivia. El desarrollo de la industria minera de litio en Bolivia también puede influir en la discusión sobre las compensaciones entre mayor almacenamiento a gran escala y la transmisión de electricidad. Los análisis previos, así como los objetivos de desarrollo de Bolivia para convertirse en un exportador de electricidad, pueden afectar en forma similar en el valor agregado del desarrollo de la red de transmisión interna.

4.3 Recomendaciones para futuros trabajos

Este estudio es un primer paso para desarrollar un diálogo y una comprensión inicial sobre cómo podría ocurrir una transición energética en Bolivia. Como siguiente paso, los autores proponen que se realicen más investigación sobre el sistema energético boliviano, así como otros estudios, utilizando diferentes modelos, sobre la transición en Bolivia. Si el gobierno boliviano propone políticas que proyecten el desarrollo energético de Bolivia para 2050, se deberían realizar investigaciones adicionales para comparar esas políticas con los escenarios de mejores políticas (BPS) presentados aquí. Además, el análisis de la aceptación social y el uso de EERR distribuidas para alcanzar el acceso universal a los servicios básicos, puede proporcionar mayor profundidad respecto a los aspectos sociales de una transición energética. Finalmente, los estudios futuros pueden estimar otros efectos socioeconómicos y ambientales durante la transición a un sistema totalmente sostenible, como el ahorro de costos en salud, la creación de empleos [71] y la reducción de otros productos nocivos.

5 CONCLUSIONES

Bolivia tiene algunos de los recursos solares más abundantes del mundo, junto con otros muchos recursos renovables, lo cual da como resultado que las tecnologías de EERR y de almacenamiento pueden satisfacer el rápido crecimiento de la demanda de energía para todos los sectores, para todas las horas, a largo del año. La energía solar fotovoltaica de bajo costo es el factor clave de la transición hacia un sistema de energía totalmente sostenible. Los escenarios BPS-1 y BPS-2 muestran la electricidad renovable como base para un sistema 100% de EERR, que es técnica y económicamente competitivo en un escenario que no incluye el costo por emisiones de GEI. Un sistema como éste,

impulsado por electricidad renovable, es significativamente más eficiente que las prácticas actuales. El aumento en la eficiencia y una inversión significativa en energía solar FV son claves para la reducción del costo nivelado de energía de 45 €/MWh en 2020 a 33 €/MWh en 2050. A esto se suma que tanto BPS-1 como BPS-2 implican cero emisiones de GEI de todos los sectores energéticos, lo cual respalda los compromisos de Bolivia con el Acuerdo de París sobre Cambio Climático, y le daría independencia de los combustibles fósiles para 2050.

Si bien la política actual coloca al sector energético de Bolivia en una posición sólida para lograr cero emisiones de GEI, los sectores de calor y transporte requieren objetivos más ambiciosos en términos de política nacional. Futuros estudios pueden analizar en mayor profundidad los efectos de una transición para los bolivianos, a fin de comprender la transición energética boliviana desde la perspectiva socioeconómica. Los resultados de este estudio muestran que Bolivia tiene el potencial de convertirse en uno de los primeros países con un sistema energético 100% sostenible, y que esto se puede lograr en conjunta con el aumento significativo de la demanda energética.

6 RECONOCIMIENTOS

Este proyecto fue apoyado por la *Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit GmbH (GIZ)*, el Programa de Energías Renovables (PEERR 2) de Bolivia, y becas de la Universidad LUT, la *Finnish Cultural Foundation* y las fundaciones "Marjatta ja Eino Kollin" y "Maa-ja Vesiteknikan Tuki". El primer autor quisiera agradecer a Patricia Durán de la GIZ Bolivia por su ayuda en la recopilación de los datos, así como por sus útiles análisis y perspectivas sobre el sistema energético de Bolivia.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE). Bolivia Corazón Energético de Sudamérica. 2017. En: https://issuu.com/ministeriodehidrocarburos/docs/separata_corazon_energetico_de_suda. [accessed: 20/02/2020]
- [2] Ministerio de Planificación del Desarrollo. Agenda Patriótica 2025. 2015. En: http://www.planificacion.gob.bo/uploads/AGENDA_PATRIOTICA2025_MPD.pdf. [accessed 20/02/2020]
- [3] United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCC). Adoption of the Paris Agreement—proposal by the president, UNFCC, Paris, Dic. 12. 2015. En: <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09.pdf>
- [4] Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE). Balance Energético Departamental 2015. 2016. En: <https://www.scribd.com/document/373317881/Balance-Energetico-Departamental-2015>. [accessed: 03/10/2019]
- [5] Instituto Boliviano de Comercio Exterior (IBCE). Cifras del Comercio Exterior Boliviano 2015. 2016. En: <https://ibce.org.bo/images/publicaciones/ce-239-Cifras-Comercio-Exterior-Bolivia-2015.pdf>. [accessed: 31/01/2020]
- [6] Autoridad de Fiscalización de Electricidad y Tecnología Nuclear (AETN). Anuario Estadístico 2015. 2016. En: https://sawi.ae.gob.bo/docfly/app/webroot/uploads/IMG---2016-08-30-Libro_Anuario_AE_2015reducido.pdf. [accessed: 31/01/2020]
- [7] Sauer IL, Escobar JF, da Silva MFP, Meza CG, Centurion C, Goldemberg J, Bolivia y Paraguay: A beacon for sustainable electric mobility? Renewable and Sustainable Energy Reviews 51 (2015) pgs. 910-925. En: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.06.038>
- [8] Programa Nacional de Cambios Climáticos (PNCC). Estrategia Nacional Bosque y Cambio Climático. 2009. En: http://euroclimaplus.org/intranet/_documentos/repositorio/Estrategia%20Nacional%20Bosque%20y%20Cambio%20Clim%C3%A1tico_2009.pdf. [accessed: 31/01/2020]
- [9] Andersen LE, Doyle AS, del Granado S, Ledezma, JC, Medinaceli A, Valdivia M, Weinhold D, Net Carbon Emissions from Deforestation in Bolivia during 1990-2000 and 2000-2010: Results from a Carbon Bookkeeping Model, PLoS ONE 11(3): e0151241. En: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0151241>
- [10] Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE). Política de Energías Alternativas para el Sector Eléctrico en el Estado Plurinacional de Bolivia. 2011. En: <http://sigvmeea.minenergias.gob.bo/documents/17>. [accessed 31/01/2020]

- [11] Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE). Plan de Desarrollo Energético, Análisis de Escenarios: 2008-2027. 2009. En: <https://www.scribd.com/document/220196022/PLAN-DE-DESARROLLO-ENERGETICO-pdf>. [accessed 01/31/2020]
- [12] Ministerio de Hidrocarburos y Energía (MHE). Plan Eléctrico del Estado Plurinacional de Bolivia 2025. 2014. En: <http://sigvmeea.minenergias.gob.bo/documents/20>. [accessed 31/01/2020]
- [13] Empresa Nacional de Electricidad (ENDE). Memorial Anual 2015. 2016. En: <https://www.ende.bo/public/memorias/memoria-2015-10-final.pdf>. [accessed 31/01/2020]
- [14] Pinto de Moura GN, Loureiro Legey LF, Peña Balderrama G, Howells M, South America power integration, Bolivian electricity export potential and bargaining power: An OSeMOSYS SAMBA approach, *Energy Strategy Reviews* 17 (2017) pgs. 27-36. En: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.06.002>.
- [15] Inter-American Development Bank (IDB). Energy Needs in Latin America and the Caribbean to 2040. 2016. En: <https://publications.iadb.org/publications/english/document/Lights-On-Energy-Needs-in-Latin-America-and-the-Caribbean-to-2040.pdf>. [accessed 31/01/2020]
- [16] Balderrama JGP, Alfstad T, Taliotis C, Hesamzedah MR, Howells M, A Sketch of Bolivia's Potential Low-Carbon Power System Configurations. The Case of Applying Carbon Taxation and Lowering Financing Costs, *Energies* 11(10) (2018) pgs. 1-20. En: <https://doi.org/10.3390/en11102738>
- [17] United Nations Framework Convention on Climate Change. Contribución Prevista Determinada Nacionalmente del Estado Plurinacional de Bolivia. 2015. En: <https://www4.unfccc.int/sites/submissions/INDC/Published%20Documents/Bolivia/1/ESTADO%20PLURINACIONAL%20DE%20BOLIVIA1.pdf>. [accessed 21/02/2020]
- [18] Candia RAR, Ramos JAA, Subieta JGP, Balderrama JGP, Miquélez VS, Florero HJ, Quoilin S, Techno-economic assessment of high variable renewable energy penetration in the Bolivian interconnected electric system, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 22 (2019) pgs. 17-38. En: <https://doi.org/10.5278/ijsepm.2659>
- [19] Balderrama JGP, Broad O, Sevillano RC, Alego L, Howells M, Techno-economic demand projections and scenarios for the Bolivian energy system, *Energy Strategy Reviews* 16 (2017) pages 96-109. En: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2017.03.001>
- [20] Barbosa LdSNS, Bogdanov D, Vainikka P, Breyer C. Hydro, wind and solar power as a base for a 100% renewable energy supply for South and Central America. *PLOS ONE* 12(3) (2017): e0173820. En: <https://doi.org/10.1371/journal.pone.0173820>

- [21] Aghahosseini A, Bogdanov D, Barbosa LSNS, Breyer C. Analysing the feasibility of powering the Americas with renewable energy and inter-regional grid interconnections by 2030, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 105 (2019) pgs. 187-205. En: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.046>.
- [22] Bogdanov D, Farfan J, Sadovskaia K, Aghahosseini A, Child M, Gulagi A, Oyewo S, Barbosa LSNS, Breyer Ch, Radical transformation pathway towards sustainable electricity via evolutionary steps, *Nature Communications* 10 1077 (2019). En: <https://doi.org/10.1038/s41467-019-08855-1>
- [23] Ram M, Bogdanov D, Aghahosseini A, Gulagi A, Oyewo AS, Child M, Caldera U, Sadovskaia K, Farfan J, Barbosa LSNS, Fasihi M, Khalili S, Dahlheimer B, Gruber G, Traber T, De Caluwe F, Fell H-J, Breyer Ch. Global Energy System based on 100% Renewable Energy – Power, Heat, Transport and Desalination Sectors. Study by LUT University and Energy Watch Group, Lappeenranta, Berlin. 2019. En: http://energywatchgroup.org/wp-content/uploads/EWG_LUT_100RE_All_Sectors_Global_Report_2019.pdf. [accessed: 25/02/2020]
- [24] Bogdanov D, Toktarova A, Breyer Ch. Transition towards 100% renewable power and heat supply for energy intensive economies and severe continental climate conditions: case for Kazakhstan, *Applied Energy* 253 (2019) no 113606. En: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113606>
- [25] Caldera U and Breyer Ch, 2020. Strengthening the global water supply through a decarbonised global desalination sector and improved irrigation systems, *Energy* 200 (2020) no 117507. En: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117507>
- [26] Bogdanov D, Gulagi A, Khalili S, Aghahosseini A, Fasihi M, Caldera U, Sadovskaia K, Breyer Ch, 2020. Full energy sector transition towards 100% renewable energy supply. Submitted
- [27] Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas. Líneas de Transmisión SIN Bolivia 28 de Abril de 2017. 2017. En: http://sigvmeea.minenergias.gob.bo/layers/geonode%3Atransmision_sin_20170424. [accessed 25/02/2020]
- [28] Breyer Ch, Khalili S, Bogdanov D. Solar photovoltaic capacity demand for a sustainable transport sector to fulfil the Paris Agreement by 2050, *Progress in Photovoltaics: Research and Applications* (2019) pgs. 1–12. En: <https://doi.org/10.1002/pip.3114>
- [29] Khalili S, Rantanen E, Bogdanov D, Breyer C. Global transportation demand development with impacts on the energy demand and greenhouse gas emissions in a climate constrained world, *Energies* (2019) 12, 3870. En: <https://doi.org/10.3390/en12203870>
- [30] Child M, Nordling A, Breyer Ch. The impacts of high V2G participation in a 100% renewable Åland energy system, *Energies* 11(9) (2018) 2206. En: <https://doi.org/10.3390/en11092206>

- [31] Afanasyeva S, Bogdanov D, Breyer Ch, Relevance of PV with single-axis tracking for energy scenarios, *Solar Energy* 173 (2018) pages 173–191. En: <https://doi.org/10.1016/j.solener.2018.07.029>
- [32] Bogdanov D, Breyer Ch, North-East Asian Super Grid for 100% renewable energy supply: Optimal mix of energy technologies for electricity, gas and heat supply options, *Energy Conversion and Management* 112 (2016) pgs. 176–190. En: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.01.019>
- [33] Verzano K. Climate Change Impacts on Flood Related Hydrological Processes: Further Development and Application of a Global Scale Hydrological Model. 2009. En: <https://doi.org/10.17617/2.993926>
- [34] Bunzel K, Zeller V, Buchhorn M, Griem F, Thrän D. Regionale und Globale Räumliche Verteilung von Biomassepotenzialen. Leipzig. 2009. En: https://literatur.thuenen.de/digbib_extern/dn047233.pdf
- [35] Aghahosseini A, Bogdanov D, Breyer, C. A Techno-Economic Study of an Entirely Renewable Energy-Based Power Supply for North America for 2030 Conditions. *Energies* 10(1171) (2017). En: <https://doi.org/10.3390/en10081171>
- [36] Ghorbani N, Makian H, Breyer C. A GIS-Based method to identify potential sites for pumped hydro energy storage – Case of Iran, *Energy* 169 (2019) pgs. 854-867. En: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.12.073>
- [37] Child M, Koskinen O, Linnanen L, Breyer Ch, Sustainability Guardrails for Energy Scenarios of the Global Energy Transition, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 91 (2018) pgs. 321-334. En: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.079>
- [38] Instituto Nacional de Estadística. Bolivia: Población Estimada y Proyectada y Tasa de Crecimiento Según Años Calendario, 2000 – 2050. 2014. En: <https://www.ine.gob.bo/index.php/demografia/introduccion-2>. [accessed 25/02/2020]
- [39] Hansen K, Breyer Ch, Lund H. Status and perspectives on 100% renewable energy systems, *Energy* 175 (2019) pgs. 471-480. En: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.03.092>
- [40] Goodstein, E and Lovins, LH. A pathway to rapid global solar energy deployment? Exploring the solar dominance hypothesis, *Energy Research & Social Science* 56 (2019) no 101197. En: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.05.007>
- [41] Brown TW, Bischof-Niemz T, Blok K, Breyer Ch, Lund H, Mathiesen BV. Response to 'Burden of proof: A comprehensive review of the feasibility of 100% renewable electricity systems,' *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 92 (2018) pgs. 834-847. En: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.113>
- [42] Braeckman JP, Guthrie P. Loss of Value: Effects on Delay on Hydropower Stakeholders, *Proceedings of the Institution of Civil*

Engineers - Engineering Sustainability 169(6) (2015) pgs. 253-264. En: <https://doi.org/10.1680/jensu.15.00027>

- [43] Arnaiz M, Cochrane TA, Dudley Ward NF, Chang TL. Facilitating universal energy access for developing countries with micro-hydropower: Insights from Nepal, Bolivia, Cambodia, and the Philippines, *Energy Research & Social Science* 46 (2019) pgs. 356-367. En: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.07.016>
- [44] Goldthau A y Sovacool BK. The uniqueness of the energy security, justice, and governance problem, *Energy Policy* 41 (2012) pgs. 232-240. En: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2011.10.042>
- [45] Velasco JA, Lopez L, Velázquez M, Boutonnet M, Cabrera S, Järas S. Gas to liquids: a technology for natural gas industrialization in Bolivia, *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 2 (2010) pgs. 222-228. En: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2010.10.001>
- [46] Chávez-Rodríguez, MF, Garaffa, R, Andrade, G, Cárdenas, G, Szklo, A, Lucena, AFP. Can Bolivia keep its role as a major natural gas exporter in South America, *Journal of Natural Gas Science and Engineering* 33 (2016) pgs. 717-730. En: <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.06.008>
- [47] Carrington, D. 'Historic breakthrough': Norway's giant oil fund dives into renewables. EURACTIV. 2019. En: <https://www.euractiv.com/section/energy-environment/news/historic-breakthrough-norways-giant-oil-fund-dives-into-renewables/> [accessed 28/02/2020]
- [48] Tvinnereim E, Lærgreid OM, Fløttum K. Who cares about Norway's energy transition? A survey experiment about citizen associations and petroleum, *Energy Research & Social Science* 62 (2020) no 101357. En: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101357>
- [49] Ramírez Cendero JM. Has Bolivia's 2006–12 gas policy been useful to combat the resource curse? *Resources Policy* 41 (2014) pgs. 113-123. En: <https://doi.org/10.1016/j.resourpol.2014.04.005>
- [50] Sovacool BK. Deploying Off-Grid Technology to Eradicate Energy Poverty, *Science* 338(6103) (2012), pgs. 47-48. En: <https://doi.org/10.1126/science.1222307>
- [51] Washburn C, Pablo-Romero M. Measures to promote renewable energies for electricity generation in Latin American countries, *Energy Policy* 128 (2019) pgs. 212-222. En: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.059>
- [52] Breyer Ch, Schmid J. Population density and area weighted solar irradiation: Global overview on solar resource conditions for fixed tilted, 1-axis and 2-axes PV systems. 25th EU PVSEC, Valencia, September 6–10 (2010). En: <https://doi.org/10.4229/25thEUPVSEC2010-4BV.1.91>
- [53] Haegel M, Atwater Jr H, Barnes T, Breyer C, Burrell A, Chiang YM, et al. Terawatt-Scale Photovoltaics: Transform global energy, *Science*

- 364(6443) (2019) pgs. 836-838. En: <https://doi.org/10.1126/science.aaw1845>
- [54] Strauch Y. Beyond the low-carbon niche: Global tipping points in the rise of wind, solar, and electric vehicles to regime scale systems, *Energy Research & Social Science* 62 (2020) no 101364. En: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101364>
- [55] Teske S (Editor). *Achieving the Paris Climate Agreement Goals: Global and Regional 100% Renewable Energy Scenarios with Non-energy GHG Pathways for +1.5°C and +2°C*. Switzerland. Springer. 2019. En: <https://doi.org/10.1007/978-3-030-05843-2>
- [56] Jacobson MZ, Delucchi MA, Bauer ZAF, Goodman SC, Chapman WE, Cameron MA, Bozonnat C, Chobadi L, Clonts GA, Enevoldsen P, et al. 100% Clean and Renewable Wind, Water, and Sunlight All-Sector Energy Roadmaps for 139 Countries of the World, *Joule* 1(1) (2017) pages 108-121. En: <https://doi.org/10.1016/j.joule.2017.07.005>
- [57] Löffler K, Hainsch K, Burandt T, Oei PY, Kemfert C, von Hirschhausen C. Designing a Model for the Global Energy System—GENeSYS-MOD: An Application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS), *Energies* 10(10) (2017) 1468. En: <https://doi.org/10.3390/en10101468>
- [58] Breyer, Ch. 34 – A Global Overview of Future Energy, *Future Energy (Third Edition)* (2020) pgs. 727-756. En: <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-102886-5.00034-7>
- [59] Osorio-Aravena JC, Aghahosseini A, Bogdanov D, Caldera U, Muñoz-Cerón E, Breyer C. Transition toward a fully renewable-based energy system in Chile by 2050 across power, heat, transport and desalination sectors, *International Journal of Sustainable Energy Planning and Management* 25 (2020) pgs. 77-94. En: <https://doi.org/10.5278/ijsepm.3385>
- [60] Agencia Boliviana de Energía Nuclear. *Memoria Institucional 2017*. 2018. En: http://www.aben.gob.bo/es/files/publicaciones/memoria_institucional_ABEN_2017.pdf. [accessed 28.02.2020]
- [61] Ram M, Child M, Aghahosseini A, Bogdanov D, Lohrmann A, Breyer Ch. A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030, *Journal of Cleaner Production* 199 (2018) pgs. 687-704. En: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2018.07.159>
- [62] Grubler A. The costs of the French nuclear scale-up: A case of negative learning by doing, *Energy Policy* 38 (9) (2010), pgs. 5174-5188. En: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.05.003>
- [63] Karlstrøm H y Ryghaug M. Public attitudes towards renewable energy technologies in Norway. The role of party preferences, *Energy Policy* 67 (2014) pgs. 656-663. En: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.11.049>

- [64] Mishra P y Bhagirath B. Socio-economic and environmental implications of solar electrification: Experience of rural Odisha, *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 56 (2016) pgs. 953-964. En: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.075>
- [65] Goodstein, E y Lovins, LH. A pathway to rapid global solar energy deployment? Exploring the solar dominance hypothesis, *Energy Research & Social Science* 56 (2019) no 101197. En: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.05.007>
- [66] Lu, B, Liu, J, Yang, J. Substance flow analysis of lithium for sustainable management in mainland China: 2007-2024, *Resources, Conservation and Recycling* 119 (2017) pgs. 109-116. En: <https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.05.015>
- [67] Hancock, L, Ralph, N, Ali, SH. Bolivia's Lithium frontier: Can public private partnerships deliver a minerals boom for sustainable development? *Journal of Cleaner Production* 178 (2018) pgs. 551-560. En: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.12.264>
- [68] Cader C, Bertheau P, Blechinger P, Huyskens H, Breyer Ch. Global cost advantages of autonomous solar-battery-diesel systems compared to diesel-only systems, *Energy for Sustainable Development* 31 (2016) pages 14-23. En: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2015.12.007>
- [69] Ferronato, N, Portillo, MAG, Lizarazu, EGG, Torretta, V, Bezzi, M, Ragazzi, M. The municipal solid waste management of La Paz (Bolivia): Challenges and opportunities for sustainable development, *Waste Management and Research* 36 (2018) pages 288-299. En: <https://doi.org/10.1177/0734242X18755893>
- [70] Ali, SH, Perrons, RK, Toledano, P, Maennling, N. A model for "smart" mineral enterprise development for spurring investment in climate change mitigation technology, *Energy Research & Social Science* 58 (2019) no 101282. En: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.101282>
- [71] Ram M, Aghahosseini A, Breyer Ch. Job creation during the global energy transition towards 100% renewable power system by 2050, *Technological Forecasting and Social Change* 151 (2020) no 119682. En: <https://doi.org/10.1016/j.techfore.2019.06.008>

8 ANEXOS

Tabla S2: Proyección crecimiento poblacional [1]

Región	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
PNDyBNI	[mil]	0,62	0,67	0,71	0,75	0,80	0,84	0,88
LPZ	[mil]	3,03	3,25	3,46	3,68	3,89	4,10	4,30
SCZ	[mil]	3,23	3,46	3,69	3,92	4,15	4,37	4,58
CBB	[mil]	2,03	2,17	2,32	2,46	2,60	2,75	2,88
ORU	[mil]	0,56	0,60	0,64	0,68	0,72	0,76	0,79

PTS	[mil]	0,93	1,00	1,06	1,13	1,20	1,26	1,32
CHQ	[mil]	0,66	0,70	0,75	0,80	0,84	0,89	0,93
TJA	[mil]	0,57	0,61	0,65	0,69	0,74	0,77	0,81
Bolivia	[mil]	11,63	12,45	13,28	14,11	14,93	15,74	16,51

**Tabla S3: Proyección de demanda de electricidad, calor, transporte
(MarcadorDePosición1; MarcadorDePosición2; MarcadorDePosición3)**

Demanda de servicio de energía	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda de electricidad	[TWh _{el}]	10,5	13,0	15,1	18,3	22,2	27,0	32,6
Demanda de calor industrial	[TWh _{th}]	43,8	60,2	74,6	94,3	118,0	146,7	181,5
Demanda de calefacción de espacios	[TWh _{th}]	5,5	7,2	8,6	10,7	13,3	16,4	20,2
Demanda de calefacción residencial	[TWh _{th}]	5,5	7,2	8,6	10,7	13,3	16,4	20,2
Demanda de calor para cocinar con biomasa	[TWh _{th}]	2,1	0,6	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0
Demanda de transporte LDV – terrestre de pasajeros	[mil p-km]	1047 7	1205 6	1332 5	1570 3	1866 7	2231 0	2686 7
Demanda de transporte 2W/3W -terrestre de pasajeros	[mil p-km]	2680	3120	3489	4157	4992	6020	7327
Demanda de transporte terrestre de pasajeros en autobús	[mil p-km]	1037	1107	1127	1216	1316	1429	1522
Demanda de transporte terrestre de pasajeros en autobús	[mil p-km]	7728	8733	9473	1095 3	1278 0	1500 6	1769 9
Demanda de transporte MDV - terrestre de carga	[mil t-km]	891	1007	1093	1263	1474	1731	2041
Demanda de transporte HDV – terrestre de carga	[mil t-km]	361	408	442	511	597	701	826
Demanda de transporte ferroviario de pasajeros	[mil p-km]	1762	1991	2160	2497	2914	3421	4036

Demanda de transporte ferroviario de carga	[mil t-km]	2680	3120	3489	4157	4992	6020	7327
Demanda de transporte marítimo de pasajeros	[mil p-km]	376	425	461	533	622	731	862
Demanda de transporte marítimo de carga	[mil t-km]	4548	5139	5575	6446	7521	8831	10416
Demanda de transporte aéreo de pasajeros	[mil p-km]	177	200	217	250	292	343	405
Demanda de transporte aéreo de carga	[mil t-km]	376	425	461	533	622	731	862

Tabla S4: Demanda energética específica proyectada por modo de transporte y tipo de vehículo (MarcadorDePosición2)

Modo de transporte y tipo de vehículo	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Terrestre LDV ICE	[kWh _{th} /km]	0,767	0,737	0,695	0,641	0,583	0,525	0,458
Terrestre LDV BEV	[kWh _{el} /km]	0,175	0,148	0,134	0,126	0,119	0,112	0,103
Terrestre LDV FCEV	[kWh _{th} /km]	0,000	0,226	0,218	0,205	0,201	0,178	0,166
Terrestre LDV PHEV	[kWh _{el} /km]	0,215	0,153	0,144	0,135	0,123	0,111	0,095
Terrestre LDV PHEV	[kWh _{th} /km]	0,126	0,116	0,108	0,102	0,094	0,087	0,080
Terrestre 2/3W ICE	[kWh _{th} /km]	0,143	0,143	0,143	0,143	0,143	0,143	0,143
Terrestre 2/3W BEV	[kWh _{el} /km]	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050	0,050
Terrestre 2/3W FCEV	[kWh _{th} /km]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Terrestre 2/3W PHEV	[kWh _{el} /km]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Terrestre 2/3W PHEV	[kWh _{th} /km]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Terrestre Bus ICE	[kWh _{th} /km]	4,067	4,023	3,966	3,908	3,858	3,808	3,714
Terrestre Bus BEV	[kWh _{el} /km]	0,000	1,744	1,698	1,648	1,598	1,559	1,512
Terrestre Bus FCEV	[kWh _{th} /km]	0,000	2,853	2,791	2,720	2,589	2,487	2,379
Terrestre Bus PHEV	[kWh _{el} /km]	2,028	1,952	1,940	1,923	1,905	1,878	1,849
Terrestre Bus PHEV	[kWh _{th} /km]	0,919	0,887	0,858	0,833	0,803	0,779	0,753
Terrestre MDV ICE	[kWh _{th} /km]	2,340	2,259	2,156	2,039	1,950	1,866	1,719
Terrestre MDV BEV	[kWh _{el} /km]	0,895	0,751	0,697	0,641	0,596	0,564	0,525
Terrestre MDV FCEV	[kWh _{th} /km]	0,000	1,286	1,239	1,171	1,106	1,062	1,002
Terrestre MDV PHEV	[kWh _{el} /km]	1,404	1,301	1,248	1,189	1,123	1,065	0,995
Terrestre MDV PHEV	[kWh _{th} /km]	0,358	0,306	0,282	0,263	0,242	0,226	0,208

Terrestre HDV ICE	[kWh _{th} /km]	3,406	3,233	3,029	2,797	2,604	2,485	2,320
Terrestre HDV BEV	[kWh _{el} /km]	0,000	1,494	1,354	1,270	1,188	1,110	1,038
Terrestre HDV FCEV	[kWh _{th} /km]	0,000	1,805	1,711	1,575	1,482	1,409	1,303
Terrestre HDV PHEV	[kWh _{el} /km]	0,000	2,106	2,015	1,899	1,739	1,605	1,494
Terrestre HDV PHEV	[kWh _{th} /km]	0,000	0,448	0,421	0,394	0,358	0,332	0,310
Ferrov. combust. pasaj.	[kWh _{th} /(p-km)]	0,079	0,078	0,078	0,078	0,077	0,076	0,074
Ferrov. electr. pasaj.	[kWh _{el} /(p-km)]	0,049	0,047	0,046	0,045	0,043	0,042	0,041
Ferrov. combust. carga	[kWh _{th} /(t-km)]	0,048	0,048	0,047	0,047	0,046	0,045	0,042
Ferrov. electr. carga	[kWh _{el} /(t-km)]	0,024	0,022	0,021	0,020	0,019	0,018	0,017
Marít. combust. pasaj.	[kWh _{th} /(p-km)]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Marít. electr. pasaj.	[kWh _{el} /(p-km)]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Marít. LH2 pasaj.	[kWh _{th} /(p-km)]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Marít. LNG pasaj.	[kWh _{th} /(p-km)]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Marít. combust. carga	[kWh _{th} /(t-km)]	0,026	0,026	0,026	0,026	0,026	0,023	0,023
Marít. electr. carga	[kWh _{el} /(t-km)]	0,012	0,012	0,013	0,013	0,013	0,013	0,013
Marít. LH2 carga	[kWh _{th} /(t-km)]	0,000	0,000	0,022	0,021	0,019	0,019	0,018
Marít. LNG carga	[kWh _{th} /(t-km)]	0,025	0,025	0,024	0,024	0,024	0,023	0,023
Aéreo combust. pasaj.	[kWh _{th} /(p-km)]	0,470	0,459	0,448	0,432	0,418	0,407	0,395
Aéreo electr. pasaj.	[kWh _{el} /(p-km)]	0,000	0,000	0,000	0,145	0,139	0,134	0,129
Aéreo LH2 pasaj.	[kWh _{th} /(p-km)]	0,000	0,000	0,000	0,278	0,267	0,257	0,247
Aéreo combust. carga	[kWh _{th} /(t-km)]	0,122	0,119	0,116	0,112	0,108	0,104	0,099
Aéreo electr. carga	[kWh _{el} /(t-km)]	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Aéreo LH2 carga	[kWh _{th} /(t-km)]	0,000	0,000	0,000	0,072	0,070	0,067	0,064

Tabla S5: Proyección de porcentajes de la demanda de pasajeros por modo de transporte y tipo de vehículo (MarcadorDePosición2)

Modo de transporte y tipo de vehículo	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Terrestre LDV ICE – combustible líquido	94,0%	79,9%	50,0%	20,0%	11,0%	7,0%	4,0%
Terrestre LDV BEV – eléctrico	3,0%	10,0%	39,0%	68,0%	74,0%	73,0%	76,0%
Terrestre LDV FCEV – hidrógeno	3,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Terrestre LDV PHEV – eléct./combust.líqu.	3,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Terrestre 2W/3W ICE – combust. líquido	65,0%	60,0%	40,0%	25,0%	15,0%	10,0%	5,0%
Terrestre 2W/3W BEV - eléctrico	35,0%	40,0%	60,0%	75,0%	85,0%	90,0%	95,0%
Terrestre BUS ICE – combust. líquido	78,9%	47,9%	16,9%	5,9%	4,9%	3,9%	2,9%
Terrestre BUS BEV – eléctrico	20,0%	50,0%	80,0%	90,0%	90,0%	90,0%	90,0%

Terrestre BUS FCEV – hidrógeno	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Terrestre BUS PHEV – eléctric./ combust. líq.	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	5,0%	6,0%	7,0%
Ferroviano - eléctrico	14,7%	24,1%	39,7%	54,3%	68,8%	81,8%	94,7%
Ferroviano – combustible líquido	85,3%	75,9%	60,3%	45,7%	31,2%	18,2%	5,3%
Aéreo – eléctrico	0,0%	0,0%	0,0%	1,2%	4,7%	10,5%	18,7%
Aéreo – combustible líquido	100%	100%	100%	96,5%	86,0%	68,5%	43,9%
Aéreo - hidrógeno	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	9,3%	21,0%	37,4%

Tabla S6: Proyección de porcentajes de la demanda de carga por modo de transporte y tipo de vehículo (MarcadorDePosición2)

Modo de carga y tipo de vehículo	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Terrestre MDV ICE – combustible líquido	88,9%	78,0%	47,0%	16,0%	5,0%	4,0%	3,0%
Terrestre MDV BEV – eléctrico	10,0%	19,0%	48,0%	75,0%	80,0%	80,0%	80,0%
Terrestre MDV FCEV – hidrógeno	0,1%	1,0%	2,0%	5,0%	10,0%	10,0%	10,0%
Terrestre MDV PHEV–eléct./combust.líq.	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	5,0%	6,0%	7,0%
Terrestre HDV ICE – combust. líquido	97,5%	88,0%	77,0%	46,0%	12,0%	4,0%	3,0%
Terrestre HDV BEV – eléctrico	1,0%	8,0%	15,0%	30,0%	50,0%	50,0%	50,0%
Terrestre HDV FCEV – hidrógeno	0,5%	2,0%	5,0%	20,0%	30,0%	30,0%	30,0%
Terrestre HDV PHEV–eléct./combust.líq.	1,0%	2,0%	3,0%	4,0%	8,0%	16,0%	17,0%
Ferroviano. - eléctrico	14,7%	24,1%	39,7%	54,3%	68,8%	81,8%	94,7%
Ferroviano. – combustible líquido	85,3%	75,9%	60,3%	45,7%	31,2%	18,2%	5,3%
Marítimo – eléctrico	0,1%	0,6%	1,1%	2,8%	5,6%	7,2%	8,3%
Marítimo – combustible líquido	99,4%	98,4%	95,9%	91,2%	79,4%	57,8%	26,7%
Marítimo - hidrógeno	0,0%	0,0%	1,0%	3,0%	10,0%	25,0%	45,0%
Marítimo – LNG	0,5%	1,0%	2,0%	3,0%	5,0%	10,0%	20,0%
Aéreo – eléctrico	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Aéreo – combustible líquido	100%	100%	100%	97,7%	90,7%	79,0%	62,6%
Aéreo - hidrógeno	0,0%	0,0%	0,0%	2,3%	9,3%	21,0%	37,4%

Tabla S7: Proyección de demanda final de energía por forma de energía

Forma de energía	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Demanda de electricidad	[TWh _{el}]	10,5	14,3	18,0	24,9	32,6	39,3	46,4
Demanda de calor	[TWh _{th}]	52,4	69,3	85,2	107	134	166	205
Demanda de combustible	[TWh]	36,2	34,8	29,9	20,5	11,7	9,7	9,4
Total	[TWh]	99,1	118	133	153	178	215	261

Tabla S8: Proyección de demanda final de energía por sector

Forma de energía	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
------------------	--------	------	------	------	------	------	------	------

Demanda de electricidad	[TWh _{el}]	10,5	13,0	15,1	18,3	22,2	27,0	32,6
Demanda de calor	[TWh _{th}]	52,4	69,3	85,2	107	134	166	205
Demanda de transporte	[TWh]	36,2	36,1	32,8	27,1	22,0	22,0	23,1
Total	[TWh]	99,1	118	133	153	178	215	261

Figura S23: Porcentajes relativos de demanda de calor por aplicación (izq.) y por categoría (der.)

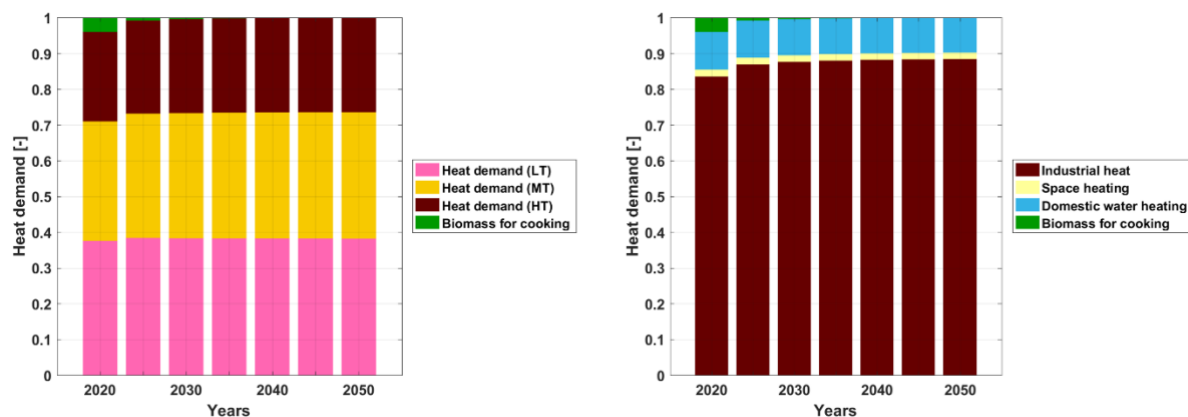


Figura S24: Demanda final de transporte de pasajeros en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

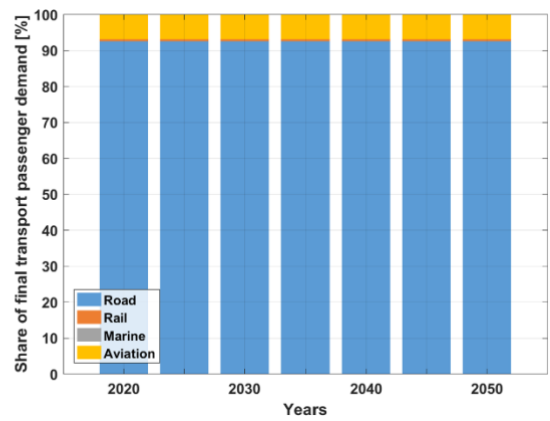
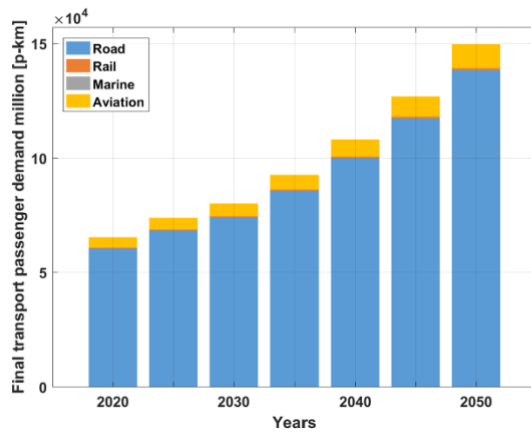


Figura S25: Demanda final de transporte de carga en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

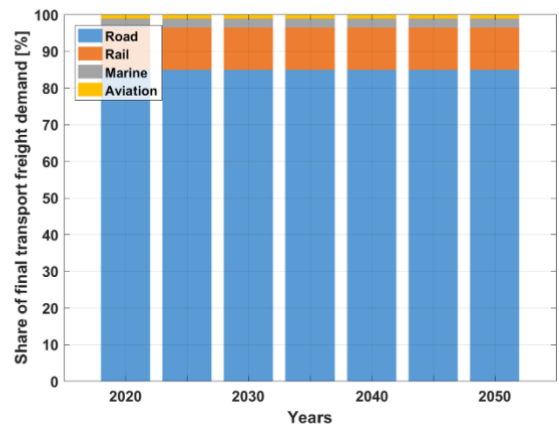
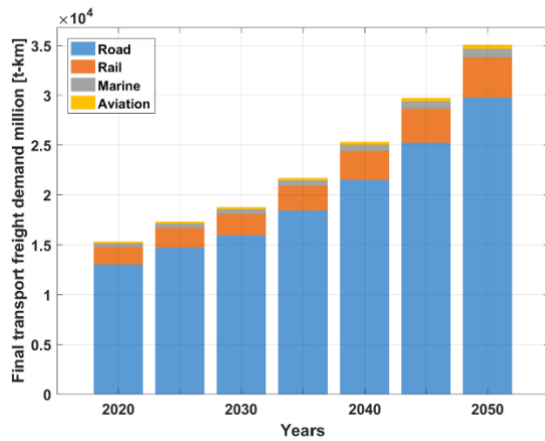


Figura S26: Demanda final de energía para transporte por modo de transporte en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

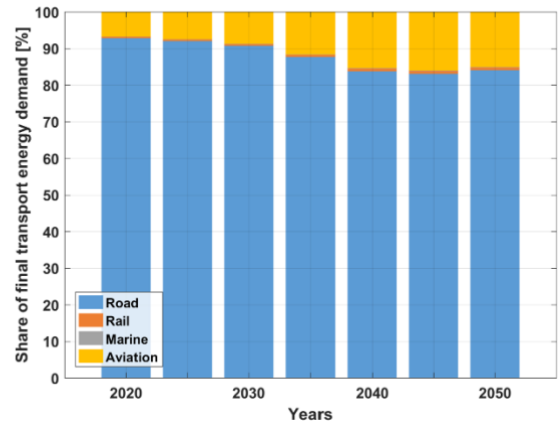
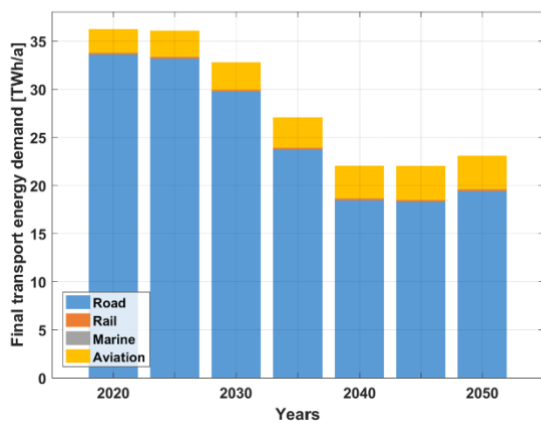


Figura S27: Demanda final de energía para transporte de pasajeros y carga por modo de transporte en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

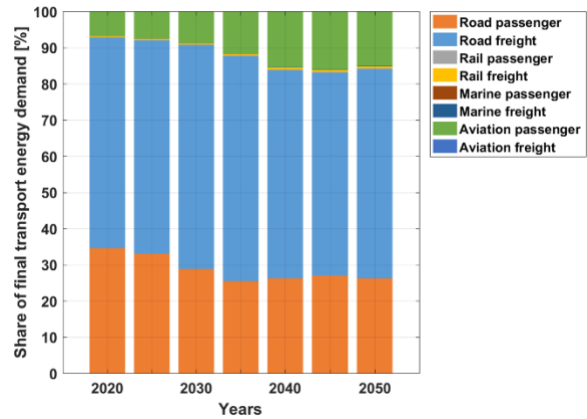
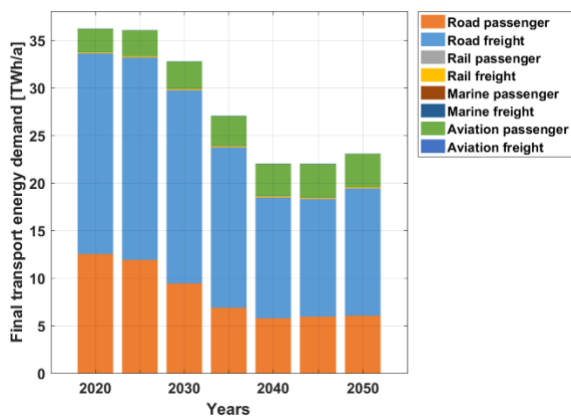


Figura S28: Demanda final de energía – pasajeros terrestres por tipo de vehículo en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

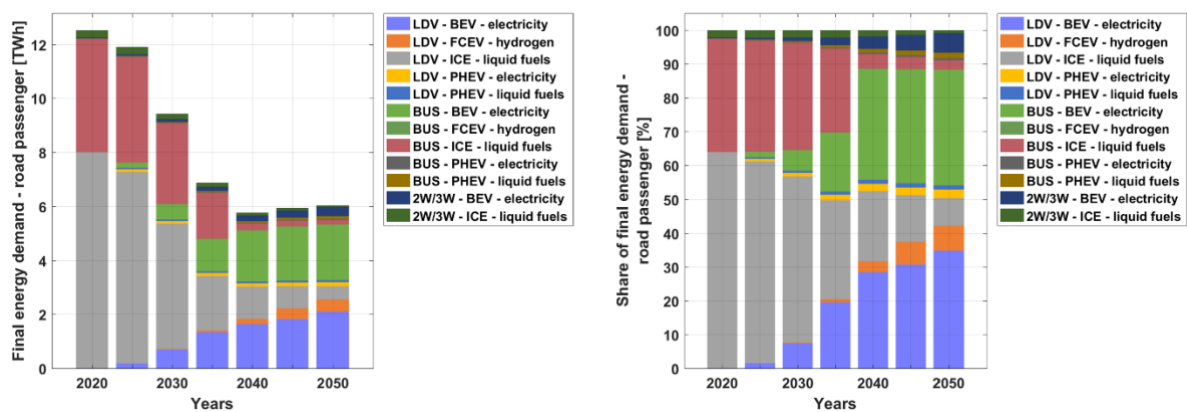


Figura S29: Demanda final de energía- carga terrestre por tipo de vehículo en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

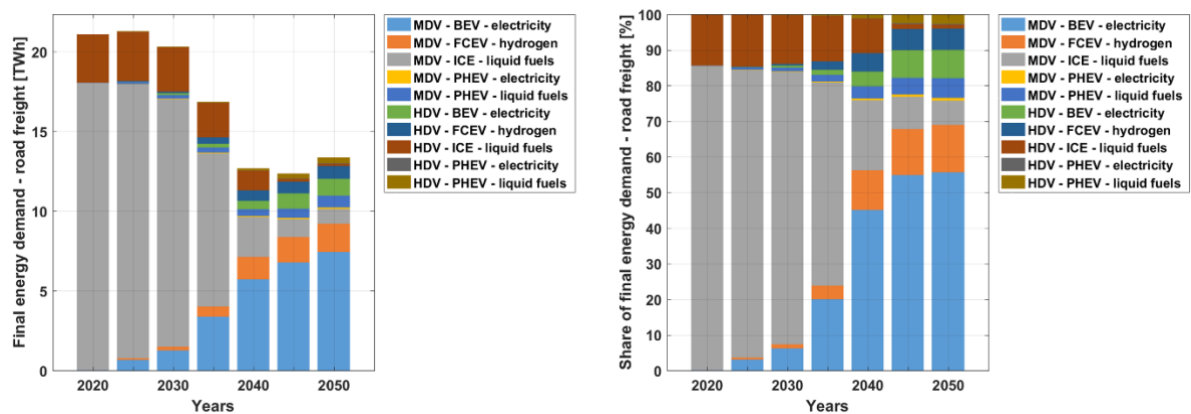


Figura S30: Demanda final de energía- transporte ferroviario en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

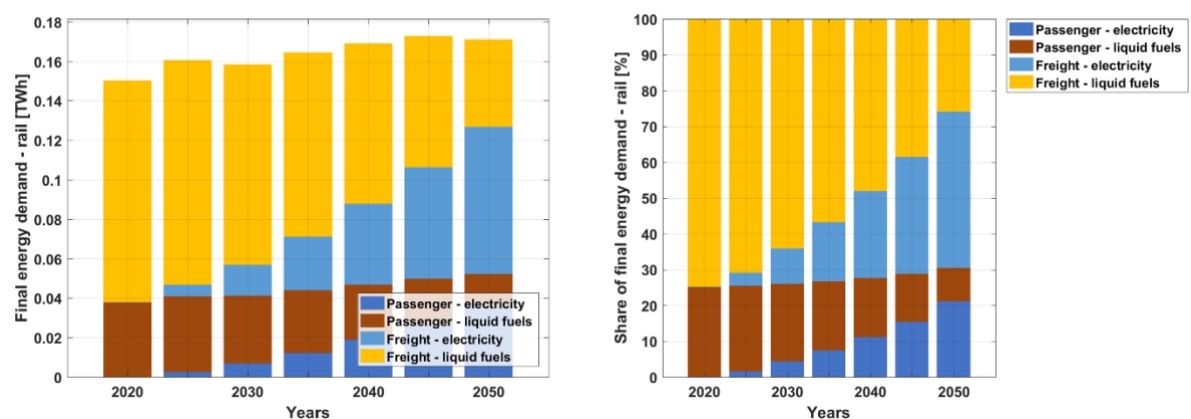


Figura S31: Demanda final de energía– transporte marítimo en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

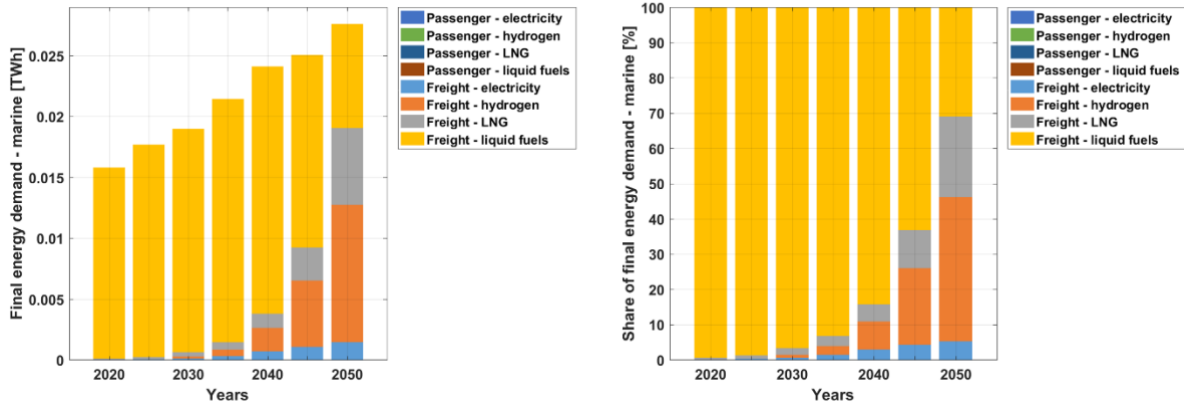


Figura S32: Demanda final de energía- transporte aéreo en porcentajes absolutos (izq.) y relativos (der.)

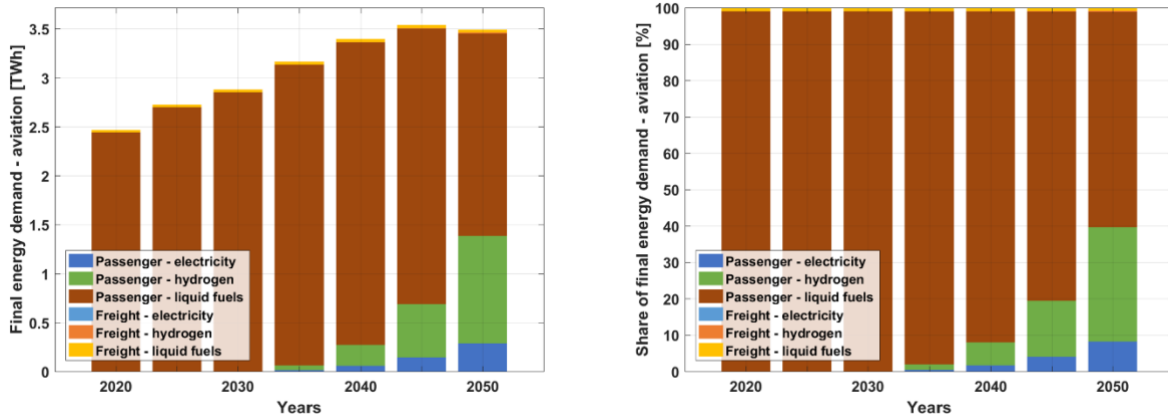


Tabla S9: Hipótesis financieras y técnicas de las tecnologías del sistema energético utilizado

Tecnología		Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Fuentes
Planta de energía eléctrica (PP) - FV plano fijo inclinado	Capex	€/kW _{el}	432	336	278	237	207	184	166	[5, 6]
	Opex fix	€/(kW _{el} a)	7,76	6,51	5,66	5	4,47	4,04	3,7	
	Opex var	€/kW _{el}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	30	35	35	35	40	40	40	
FV techo - residencial	Capex	€/kW _{el}	1045	842	715	622	551	496	453	[5]
	Opex fix	€/(kW _{el} a)	9,13	7,66	6,66	5,88	5,26	4,75	4,36	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	30	35	35	35	40	40	40	
FV techo - comercial	Capex	€/kW _{el}	689	544	456	393	345	308	280	[5]
	Opex fix	€/(kW _{el} a)	9,13	7,66	6,66	5,88	5,26	4,75	4,36	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0	0	0	0	0	0	0	

Generador de combustión interna	Opex var	€/kW _{el}	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047	0,0047	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
PP Carbón	Capex	€/kW _{el}	1500	1500	1500	1500	1500	1500	1500	[12, 14]
	Opex fix	€/kW _{el a}	20	20	20	20	20	20	20	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	
	Tiempo de vida	años	40	40	40	40	40	40	40	
PP Biomasa	Capex	€/kW _{el}	2620	2475	2330	2195	2060	1945	1830	[11]
	Opex fix	€/kW _{el a}	47,2	44,6	41,9	39,5	37,1	35	32,9	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	0,0038	
	Tiempo de vida	años	25	25	25	25	25	25	25	
PP nuclear	Capex	€/kW _{el}	6003	6003	5658	5658	5244	5244	5175	[12, 15, 16]
	Opex fix	€/kW _{el a}	113,1	113,1	98,4	98,4	83,6	83,6	78,8	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025	0,0025	
	Tiempo de vida	años	40	40	40	40	40	40	40	
Calefacción gas natural (NG) CHP	Capex	€/kW _{el}	880	880	880	880	880	880	880	[11]
	Opex fix	€/kW _{el a}	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Calefacción con aceite CHP	Capex	€/kW _{el}	880	880	880	880	880	880	880	[11]
	Opex fix	€/kW _{el a}	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	74,8	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	0,0024	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Calefacción con carbón CHP	Capex	€/kW _{el}	2030	2030	2030	2030	2030	2030	2030	[11]
	Opex fix	€/kW _{el a}	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	46,7	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,0051	0,0051	0,0051	0,0051	0,0051	0,0051	0,0051	
	Tiempo de vida	años	40	40	40	40	40	40	40	
Calefacción con biomasa CHP	Capex	€/kW _{el}	3400	3300	3200	3125	3050	2975	2900	[11]
	Opex fix	€/kW _{el a}	97,6	94,95	92,3	90,8	89,3	87,8	86,3	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,0038	0,0038	0,0037	0,0037	0,0038	0,0038	0,0038	
	Tiempo de vida	años	25	25	25	25	25	25	25	
Biogás CHP	Capex	€/kW _{el}	429,2	399,6	370	340,4	325,6	310,8	296	[11]
	Opex fix	€/kW _{el a}	17,168	15,984	14,8	13,616	13,024	12,432	11,84	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
MSW incinerados	Capex	€/kW _{el}	5630	5440	5240	5030	4870	4690	4540	[11]
	Opex fix	€/kW _{el a}	253,35	244,8	235,8	226,35	219,15	211,05	204,3	
	Opex var	€/kW _{h_{el}}	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	0,0069	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
	Capex	€/kW _{th}	344,5	303,6	274,7	251,1	230,2	211,9	196	[17, 18]

Concentración de calor solar	Opex fix	€/kW _{th a})	7,9	7	6,3	5,8	5,3	4,9	4,5	
	Opex var	€/kW _{hth}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	25	25	25	25	25	25	25	
Recolectores residenciales de calor solar - calefacción de espacios	Capex	€/kW _{th}	1214	1179	1143	1071	1000	929	857	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	14,8	
	Opex var	€/kW _{hth}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	25	25	30	30	30	30	30	
Recolectores residenciales de calor solar – Agua caliente	Capex	€/kW _{th}	485	485	485	485	485	485	485	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	4,85	
	Opex var	€/kW _{hth}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	15	15	15	15	15	15	15	
Calefacción eléctrica DH	Capex	€/kW _{th}	100	100	75	75	75	75	75	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	1,47	
	Opex var	€/kW _{hth}	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	0,0005	
	Tiempo de vida	años	35	35	35	35	35	35	35	
Bomba de calor DH	Capex	€/kW _{th}	660	618	590	568	554	540	530	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	2	2	2	2	2	2	2	
	Opex var	€/kW _{hth}	0,0018	0,0017	0,0017	0,0016	0,0016	0,0016	0,0016	
	Tiempo de vida	años	25	25	25	25	25	25	25	
Calefacción gas natural DH	Capex	€/kW _{th}	75	75	100	100	100	100	100	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	2,775	2,775	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
	Opex var	€/kW _{hth}	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
	Tiempo de vida	años	35	35	35	35	35	35	35	
Calefacción con aceite DH	Capex	€/kW _{th}	75	75	100	100	100	100	100	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	2,775	2,775	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
	Opex var	€/kW _{hth}	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
	Tiempo de vida	años	35	35	35	35	35	35	35	
Calefacción con carbón DH	Capex	€/kW _{th}	75	75	100	100	100	100	100	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	2,775	2,775	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
	Opex var	€/kW _{hth}	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
	Tiempo de vida	años	35	35	35	35	35	35	35	
Calefacción con biomasa DH	Capex	€/kW _{th}	75	75	100	100	100	100	100	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	2,8	2,8	3,7	3,7	3,7	3,7	3,7	
	Opex var	€/kW _{hth}	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	0,0002	
	Tiempo de vida	años	35	35	35	35	35	35	35	
Calefacción geotérmica DH	Capex	€/kW _{th}	3642	3384	3200	3180	3160	3150	3146	[11]
	Opex fix	€/kW _{th a})	133	124	117	116	115	115	115	
	Opex var	€/kW _{hth}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	22	22	22	22	22	22	22	

Calefacción local con electricidad	Capex	€/kW _{th}	100	100	100	100	100	100	100	[11]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	2	2	2	2	2	2	2	
	Opex var	€/kWh _{th}	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Bomba de calor local	Capex	€/kW _{th}	780	750	730	706	690	666	650	[11]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	15,6	15	7,3	7,1	6,9	6,7	6,5	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	
Calefacción local con gas natural	Capex	€/kW _{th}	800	800	800	800	800	800	800	[11]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	27	27	27	27	27	27	27	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	22	22	22	22	22	22	22	
Calefacción local con aceite	Capex	€/kW _{th}	440	440	440	440	440	440	440	[11]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	18	18	18	18	18	18	18	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	
Calefacción local con biomasa	Capex	€/kW _{th}	675	675	750	750	750	750	750	[11]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	2	2	3	3	3	3	3	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	
Calefacción local con biogás	Capex	€/kW _{th}	800	800	800	800	800	800	800	[11]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	27	27	27	27	27	27	27	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	22	22	22	22	22	22	22	
Electrólisis de agua	Capex	€/kW _{H2}	685	500	380	325	296	267	248	[19, 20]
	Opex fix	€/(kW _{H2} a)	23,98	17,5	13,3	11,38	10,36	9,35	8,68	
	Opex var	€/kWh _{H2}	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Captura directa de CO ₂ en el aire	Capex	€/(tCO ₂ a)	730	481	338	281	237	217	199	[21]
	Opex fix	€/(tCO ₂ a)	29,2	19,2	13,5	11,2	9,5	8,7	8	
	Opex var	€/tCO ₂	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	30	25	30	30	30	30	
Metanización	Capex	€/kW _{SNG}	502	368	278	247	226	204	190	[19, 20]
	Opex fix	€/(kW _{SNG} a)	23,09	16,93	12,79	11,36	10,4	9,38	8,74	
	Opex var	€/MWh _{SNG}	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	
	Lifetime	years	30	30	30	30	30	30	30	
Digestor de biogás	Capex	€/kW _{th}	730,61	705,95	680	652,75	631,98	608,63	589,16	[11]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	29,22	28,24	27,2	26,11	25,28	24,35	23,57	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Lifetime	years	20	20	20	25	25	25	25	

Refinamiento de biogás	Capex	€/kW _{th}	290	270	250	230	220	210	200	[22]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	23,2	21,6	20	18,4	17,6	16,8	16	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	
Unidad de Fischer-Tropsch (FT)	Capex	€/kW,FT _{Liq}	947	947	947	947	852,3	852,3	852,3	[11]
	Opex fix	€/kW,FT _{Liq}	28,41	28,41	28,41	28,41	25,57	25,57	25,57	
	Opex var	€/kWh,FT _{Li}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Licuefacción de gas	Capex	€/kW _{Liq}	181,1	181,1	181,1	181,1	181,1	181,1	181,1	[11]
	Opex fix	€/kW _{Liq}	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	6,34	
	Opex var	€/kWh _{Liq}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	25	25	25	25	25	25	25	
Licuefacción de H ₂	Capex	€/kW _{Liq}	358,1	358,1	358,1	175,9	152,9	145,2	137,9	[23, 24, 25]
	Opex fix	€/kW _{Liq}	14,32	14,32	14,32	7,03	6,11	5,81	5,52	
	Opex var	€/kWh _{Liq}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Reforma mediante vapor de metano	Capex	€/kW _{H2}	320	320	320	320	320	320	320	[26]
	Opex fix	€/kW _{H2}	16	16	16	16	16	16	16	
	Opex var	€/kWh _{H2}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Almacenamiento en batería	Capex	€/kWh _{el}	234	153	110	89	76	68	61	[27]
	Opex fix	€/(kWh _{el} a)	3,28	2,6	2,2	2,05	1,9	1,77	1,71	
	Opex var	€/kWh _{el}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	
Interfaz de batería	Capex	€/kW _{el}	117	76	55	44	37	33	30	[27]
	Opex fix	€/(kW _{el} a)	1,64	1,29	1,1	1,01	0,93	0,86	0,84	
	Opex var	€/kWh _{el}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	
Almacenamiento en batería profesional FV residencial	Capex	€/kWh _{el}	462	308	224	182	156	140	127	[11]
	Opex fix	€/(kWh _{el} a)	5,08	4	3,36	3,09	2,81	2,8	2,54	
	Opex var	€/kWh _{el}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	
Interfaz de batería profesional FV residencial	Capex	€/kW _{el}	231	153	112	90	76	68	62	[11]
	Opex fix	€/(kW _{el} a)	2,54	1,99	1,68	1,53	1,37	1,36	1,24	
	Opex var	€/kWh _{el}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	
Almacenamiento en batería profesional FV comercial	Capex	€/kWh _{el}	366	240	175	141	121	108	98	[11]
	Opex fix	€/(kWh _{el} a)	4,39	3,6	2,98	2,68	2,54	2,38	2,25	
	Opex var	€/kWh _{el}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	20	20	20	20	20	20	20	

	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Interfaz de almacenamiento de hidrógeno	Capex	€/kW _{th}	100	100	100	100	100	100	100	[28]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	4	4	4	4	4	4	4	
	Opex var	€/kW _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	15	15	15	15	15	15	15	
Almacenamiento de CO ₂	Capex	€/ton	142	142	142	142	142	142	142	[21]
	Opex fix	€/(ton a)	9,94	9,94	9,94	9,94	9,94	9,94	9,94	
	Opex var	€/ton	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	
	Tiempo de vida	años	30	30	30	30	30	30	30	
Interfaz de almacenamiento de CO ₂	Capex	€/ton/h	0	0	0	0	0	0	0	[21]
	Opex fix	€/(ton/h a)	0	0	0	0	0	0	0	
	Opex var	€/ton	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	50	50	50	50	50	50	50	
Almacenamiento de gas	Capex	€/kWh _{th}	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	[29]
	Opex fix	€/(kWh _{th} a)	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	50	50	50	50	50	50	50	
Interfaz de almacenamiento de gas	Capex	€/kW _{th}	100	100	100	100	100	100	100	[29]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	4	4	4	4	4	4	4	
	Opex var	€/kW _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	15	15	15	15	15	15	15	
Almacenamiento de calefacción de distrito	Capex	€/kWh _{th}	40	30	30	25	20	20	20	[11]
	Opex fix	€/(kWh _{th} a)	0,6	0,45	0,45	0,375	0,3	0,3	0,3	
	Opex var	€/kWh _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	25	25	25	30	30	30	30	
Interfaz de almacenamiento de calefacción de distrito	Capex	€/kW _{th}	0	0	0	0	0	0	0	[11]
	Opex fix	€/(kW _{th} a)	0	0	0	0	0	0	0	
	Opex var	€/kW _{th}	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	25	25	25	30	30	30	30	
	Opex fix	€/(m ³ /day)	61,69	61,69	61,69	61,69	61,69	61,69	68,81	
	Consumo	kWh _{th} /m ³	168	168	168	168	168	168	168	
	Tiempo de vida	años	25	25	25	25	25	25	25	
	Consumption	kWh _{el} /m ³	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	
Almacenamiento de agua	Capex	€/m ³	64,59	64,59	64,59	64,59	64,59	64,59	64,59	[30]
	Opex fix	€/m ³	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	1,29	
	Opex var	€/m ³	0	0	0	0	0	0	0	
	Tiempo de vida	años	50	50	50	50	50	50	50	

Tabla S10: Relación energía/potencia y tasas de autodescarga de tecnologías de almacenamiento, valores de la relación energía/potencia para 2050 se optimizan individualmente

Tecnología	Eficiencia [%] entrada	Resultado de tasa de energía/potencia [h] BPS-1; BPS-2; BPS-3	Autodescarga [%/h] entrada	Fuentes
Batería	93	5,53; 6,06; 6,0	1	[29]
PHES	85	8,76; 8,57; 8,68	1	[9]
A-CAES	70	8,31; 74,3; 7,38	0,9999	[9]
TES de calor elevado	90	3,59; 2,83; 2,6	0,9999	[29]
TES de calefacción de distrito (DH)	90	8,31; 1,11; 1,13	0,9999	[29]

Tabla S11: Hipótesis financieras para combustibles fósiles-nucleares y emisiones de GEI

Componente	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Fuentes
Carbón	€/MWh _{th}	9,9	10,8	11,8	13,1	14,3	14,3	14,3	[31]
Aceite combustible	€/MWh _{th}	101,1	114,3	127,5	126,0	124,9	124,9	124,9	[13]
Gas fósil	€/MWh _{th}	36,1	48,8	53,2	58,8	65,4	65,4	65,4	[31]
Uranio	€/MWh _{th}	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	2,6	[15]
Emisiones de GEI	€/tCO ₂	28	52	61	68	75	100	150	[31]
Emisiones de GEI por tipo de combustible									
Carbón	tCO _{2eq} /MWh _{th}						0,34	[32]	
Aceite	tCO _{2eq} /MWh _{th}						0,25	[32]	
Gas fósil	tCO _{2eq} /MWh _{th}						0,21	[33]	

Figura S33: Horas carga completa– BPS-1 (arriba), BPS-2 (abajo izq.), BPS-3 (abajo der.)

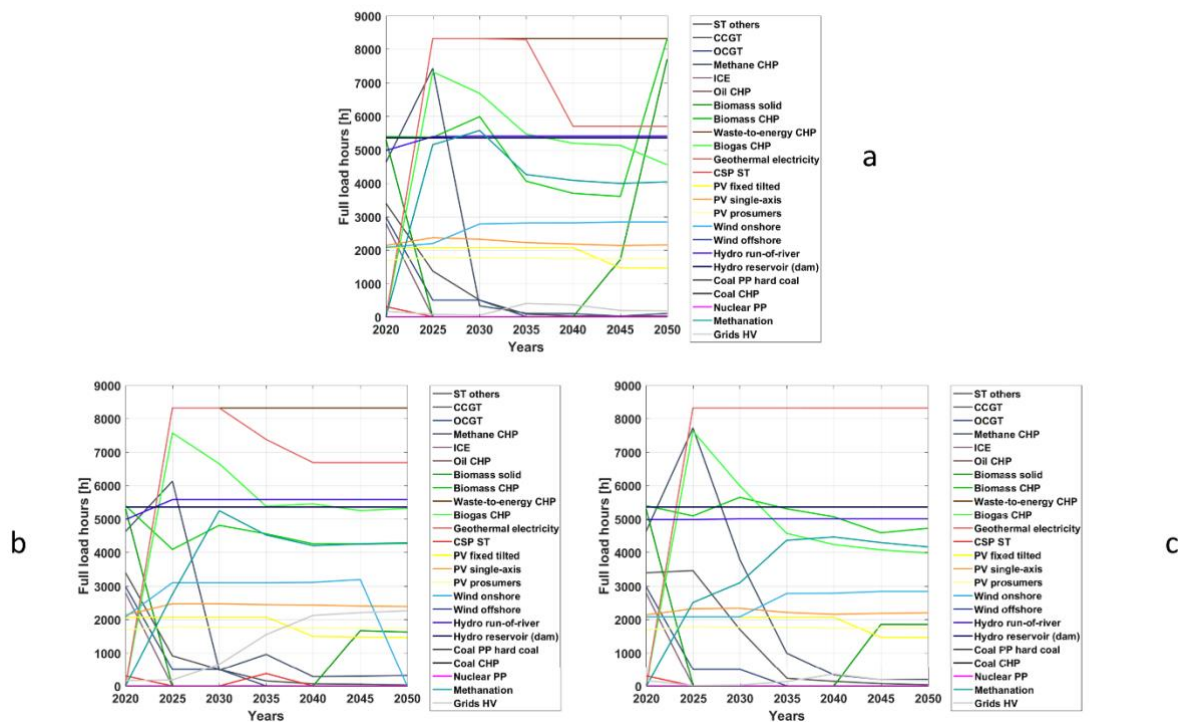


Figura S34: Generación de electricidad primaria en porcentajes absolutos (arriba) y relativos (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c)

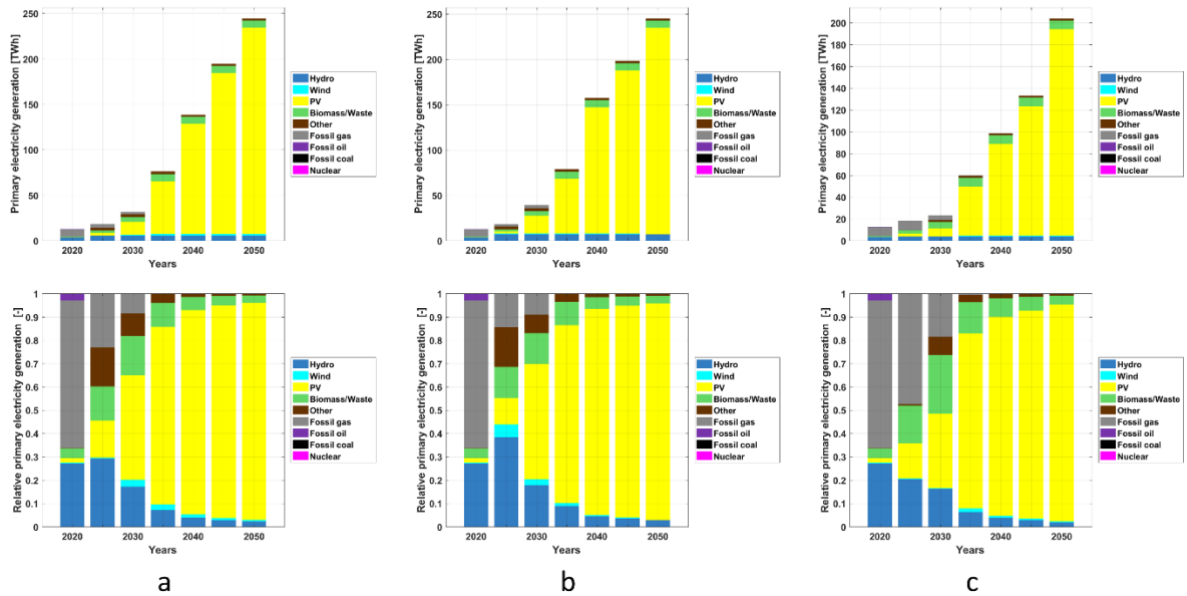


Figura S35: Reducción de la electricidad generada por BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

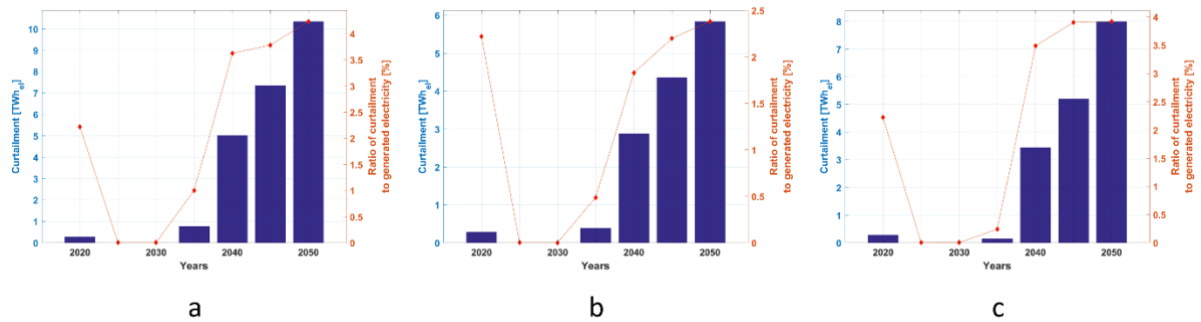


Figura S36: Capacidad eléctrica instalada tecnológicamente en intervalos de 5 años en GW (arriba) y porcentajes relativos (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

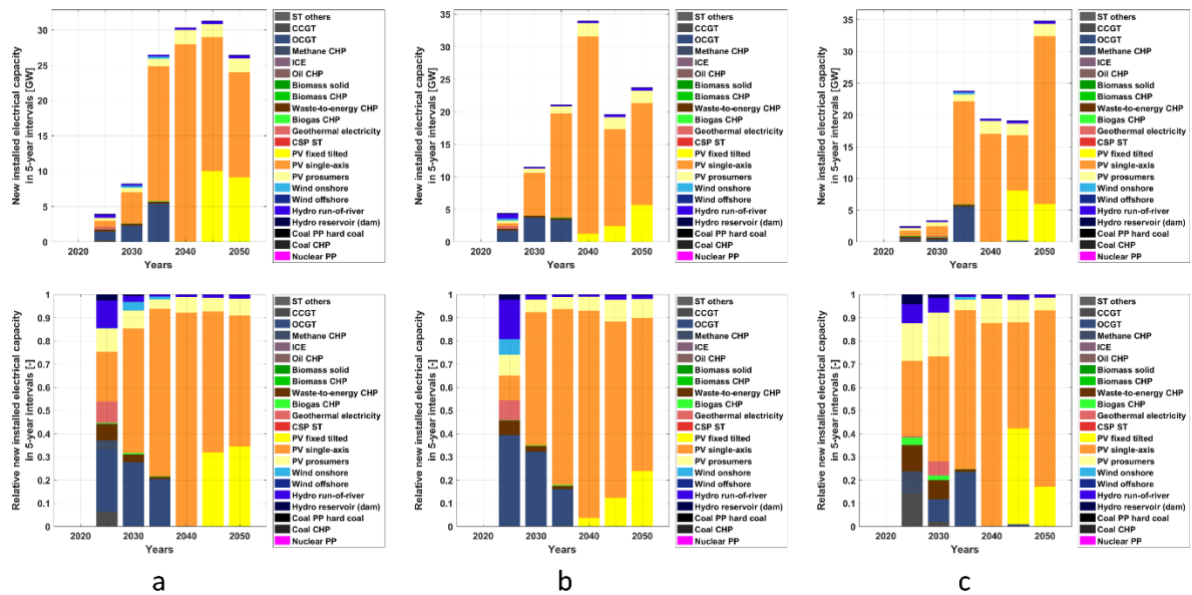
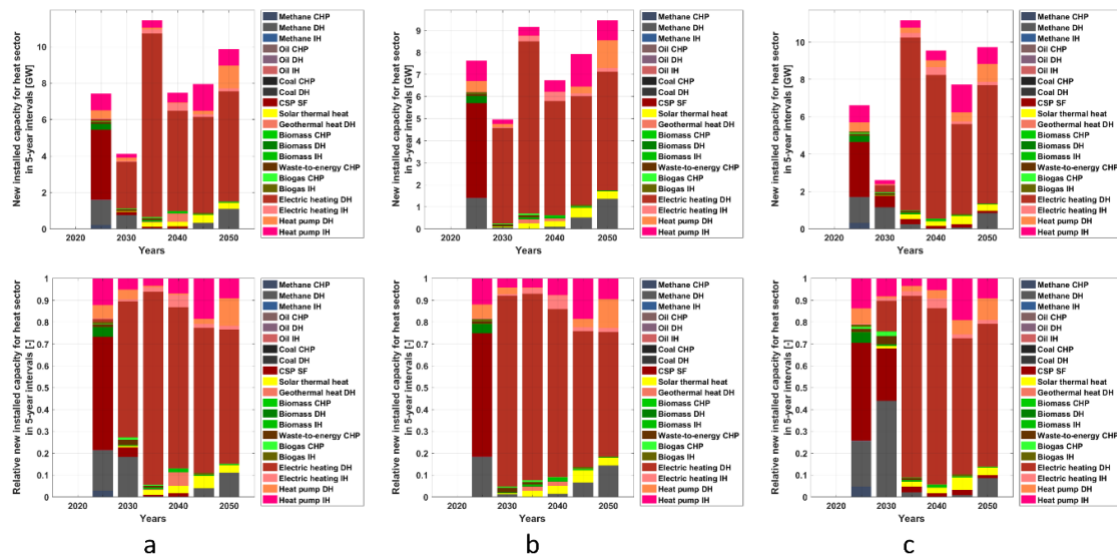


Figura S37: Capacidad de calor instalada tecnológicamente en intervalos de 5 años en GW (arriba) y porcentajes relativos (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b) y BPS-3 (c)



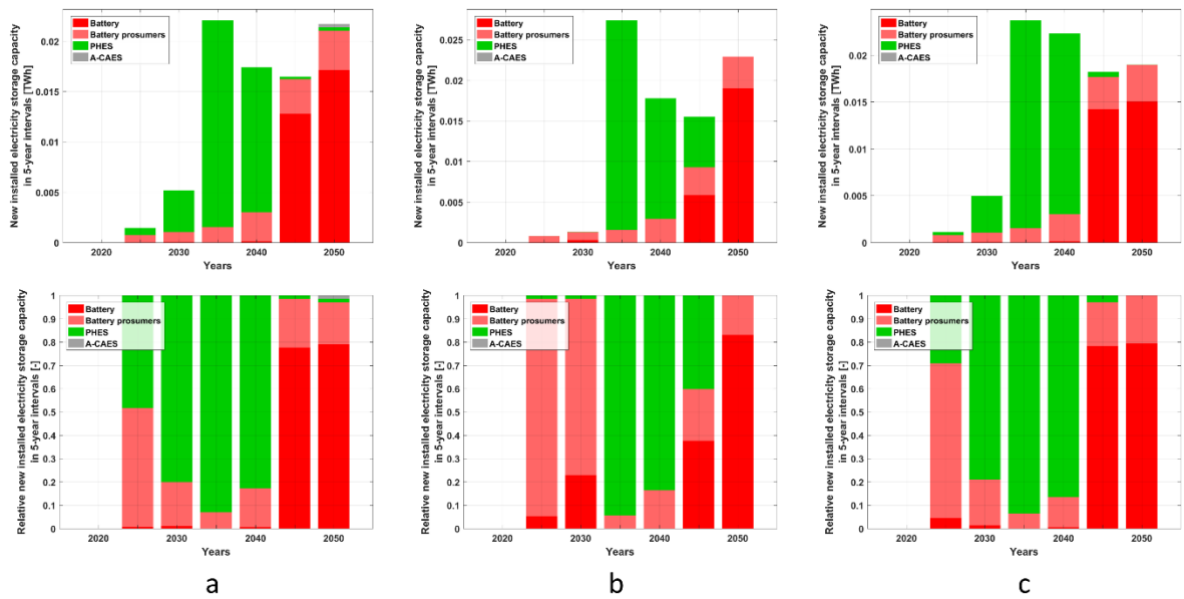


Tabla S12: Capacidad instalada– BPS- 1

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
RES Prosumidores FV	[GW]	0,03	0,15	0,39	0,82	1,69	2,43	3,23
COM Prosumidores FV	[GW]	0,03	0,12	0,28	0,61	1,06	1,48	1,89
IND Prosumidores FV	[GW]	0,00	0,16	0,39	0,71	1,44	2,09	2,82
Sistema FV plano fijo inclinado	[GW]	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	10,03	19,04
Sistema FV con seguimiento de un eje	[GW]	0,00	0,85	5,25	24,34	52,25	71,24	86,15
CSP	[GW]	0,00	3,84	4,02	4,10	4,22	4,22	0,92
Eólica en tierra	[GW]	0,03	0,03	0,34	0,66	0,65	0,63	0,63
Planta hidroeléctrica de río	[GW]	0,42	0,69	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Represa hidroeléctrica (Embalse)	[GW]	0,26	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Geotérmica	[GW]	0,00	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
CCGT	[GW]	1,59	1,79	1,77	1,65	1,65	1,59	1,29
OCGT	[GW]	0,90	1,95	4,21	9,58	9,56	9,42	9,03
Otros ST	[GW]	0,031	0,031	0,031	0,01	0	0	0
PP de biomasa	[GW]	0,10	0,10	0,10	0,10	0,02	0,00	0,00
Digestor de biogás	[GW]	0,00	0,28	0,57	0,86	0,86	0,86	0,86
Refinamiento de biogás	[GW]	0,00	0,17	0,34	0,52	0,52	0,52	0,50
ICE	[GW]	0,14	0,11	0,09	0,08	0,06	0,01	0
CHP Metano	[GW]	0	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
CHP Residuos	[GW]	0,00	0,28	0,55	0,84	0,84	0,84	0,84

CHP Biomasa	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHP Biogás	[GW]	0,00	0,02	0,07	0,13	0,15	0,16	0,19
DH Calefacción eléctrica	[GW]	0,00	0,09	2,65	12,7 2	18,2 2	23,4 8	29,53
DH Bomba de calor	[GW]	0,00	0,45	0,63	0,71	0,75	0,94	2,17
DH Metano	[GW]	4,59	5,76	6,27	5,85	5,76	5,93	6,99
DH Aceite	[GW]	0,64	0,61	0,54	0,46	0,43	0,38	0,15
DH Carbón	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DH Biomasa	[GW]	3,61	3,26	2,64	2,29	2,22	1,92	1,07
IH Calefacción eléctrica	[GW]	0,03	0,05	0,08	0,32	0,74	0,87	1,04
IH Bomba de calor	[GW]	0,00	0,91	1,13	1,52	2,04	2,61	3,29
IH Metano	[GW]	2,09	1,66	1,46	0,54	0,00	0,00	0,00
IH Aceite	[GW]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
IH Biomasa	[GW]	1,16	0,84	0,71	0,32	0,20	0,23	0,24
IH Biogás	[GW]	0,00	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08
RES Batería	[GWh]	0,00	0,29	0,71	1,35	2,62	3,79	5,07
COM Batería	[GWh]	0,00	0,22	0,44	0,87	1,42	1,99	2,54
IND Batería	[GWh]	0,00	0,23	0,56	1,03	2,10	3,06	4,15
Sistema de Batería	[GWh]	0,00	0,01	0,06	0,07	0,18	12,9 5	30,08
Almacenamiento PHES	[GWh]	0,00	0,70	4,84	25,3 7	39,7 6	40,0 1	40,35
HT TES	[GWh]	0,00	0,03	1,41	50,3 3	70,9 9	90,7 7	115,5 2
DH TES	[GWh]	0,00	10,4 7	10,0 1	12,2 2	24,9 6	30,4 0	31,36
A-CAES	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,32
Almacenamiento gas (CH ₄)	[GWh]	0,00	1,53	1,54	22,1 1	139 4	239 1	2398
Electrolizador	[GW _{el}]	0,00	0,00	0,27	1,84	12,2 9	22,2 9	27,68
Electrolizador	[GW _{H2}]	0,00	0,00	0,22	1,51	10,1 0	18,3 2	22,76
Reforma mediante vapor de metano	[GW _{H2}]	0,00	0,02	0,18	0,18	0,18	0,18	0,18
CO ₂ DAC	[MtCO ₂ /a]	0,00	0,00	0,40	0,83	5,34	9,42	11,56
Metanización	[GW _{CH4}]	0,00	0,00	0,00	0,02	2,52	4,91	6,26
Fischer-Tropsch	[GW _{liq}]	0,00	0,00	0,16	0,33	0,60	0,74	0,78

Tabla S13: Capacidad instalada para BPS-3

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
RES Prosumidores FV	[GW]	0,03	0,15	0,39	0,82	1,69	2,43	3,23
COM Prosumidores FV	[GW]	0,03	0,12	0,28	0,61	1,06	1,48	1,89
IND Prosumidores FV	[GW]	0,00	0,16	0,39	0,71	1,44	2,09	2,82
Sistema FV plano fijo inclinado	[GW]	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	7,93	13,80
Sistema FV con seguimiento de un eje	[GW]	0,00	0,79	2,31	18,55	35,53	44,26	70,70
CSP	[GW]	0,00	2,95	3,57	3,86	4,01	4,19	1,69
Eólica en tierra	[GW]	0,03	0,03	0,03	0,33	0,32	0,30	0,30
Planta Hidroeléctrica de río	[GW]	0,42	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Represa hidroeléctrica (Embalse)	[GW]	0,26	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Geotérmica	[GW]	0,00	0,01	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
CCGT	[GW]	1,59	1,90	1,95	1,82	1,82	1,76	1,46
OCGT	[GW]	0,90	0,87	1,09	6,64	6,62	6,67	6,28
Otros ST	[GW]	0,03	0,03	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00
PP de biomasa	[GW]	0,10	0,10	0,10	0,10	0,02	0,00	0,00
Digestor de biogás	[GW]	0,00	0,28	0,57	0,86	0,86	0,86	0,86
Refinamiento de biogás	[GW]	0,00	0,01	0,20	0,51	0,52	0,52	0,52
ICE	[GW]	0,14	0,11	0,09	0,08	0,06	0,01	0,00
CHP Metano	[GW]	0,00	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
CHP Residuos	[GW]	0,00	0,28	0,55	0,84	0,84	0,84	0,84
CHP Biomasa	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHP Biogás	[GW]	0,00	0,08	0,15	0,18	0,20	0,20	0,21
DH Calefacción eléctrica	[GW]	0,00	0,00	0,36	9,60	17,30	22,11	28,46
DH Bomba de calor	[GW]	0,00	0,46	0,48	0,76	1,12	1,62	2,58
DH Metano	[GW]	4,59	5,78	6,82	6,78	6,65	6,49	7,32
DH Aceite	[GW]	0,64	0,61	0,54	0,46	0,43	0,38	0,15
DH Carbón	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DH Biomasa	[GW]	3,61	3,26	2,64	2,29	2,23	1,92	1,04
IH Calefacción eléctrica	[GW]	0,03	0,05	0,08	0,32	0,74	0,87	1,04
IH Bomba de calor	[GW]	0,00	0,91	1,13	1,52	2,04	2,61	3,29
IH Metano	[GW]	2,09	1,66	1,46	0,54	0,00	0,00	0,00
IH Aceite	[GW]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
IH Biomasa	[GW]	1,16	0,84	0,71	0,32	0,20	0,23	0,24

IH Biogás	[GW]	0,00	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08
RES Batería	[GWh]	0,00	0,29	0,71	1,35	2,62	3,79	5,07
COM Batería	[GWh]	0,00	0,22	0,44	0,87	1,42	1,99	2,54
IND Batería	[GWh]	0,00	0,23	0,56	1,03	2,10	3,06	4,15
Sistema de Batería	[GWh]	0,00	0,05	0,12	0,12	0,24	14,49	29,57
Almacenamiento PHES	[GWh]	0,00	0,32	4,25	26,4 4	45,7 4	46,28	46,29
HT TES	[GWh]	0,00	0,01	0,19	29,6 9	67,3 3	88,06	111,7 8
DH TES	[GWh]	0,00	6,63	7,98	9,93	11,9 1	14,71	22,48
A-CAES	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Almacenamiento gas (CH ₄)	[GWh]	0,00	0,26	0,33	18,9 5	80,2 6	130,6 2	1395
Electrolizador	[GW _{el}]	0,00	0,00	0,00	0,20	1,02	4,03	15,90
Electrolizador	[GW _{H2}]	0,00	0,00	0,00	0,16	0,84	3,31	13,07
Reforma mediante vapor de metano	[GW _{H2}]	0,00	0,02	0,04	0,09	0,09	0,09	0,09
CO ₂ DAC	[MtCO ₂ /a]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	1,52	6,58
Metanización	[GW _{CH4}]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,98	4,22
Fischer-Tropsch	[GW _{liq}]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla S14: Generación de electricidad – BPS-1

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
RES Prosumidores FV	[GW]	50	267	677	1415	2873	4117	5469
COM Prosumidores FV	[GW]	43	206	485	1056	1790	2490	3156
IND Prosumidores FV	[GW]	0	291	716	1301	2619	3812	5133
Sistema FV plano fijo inclinado	[GWh]	146	146	146	146	146	14700	27825
Sistema FV con seguimiento de un eje	[GWh]	0	201 4	1220 7	5412 2	113798	152110	18554 8
Eólica en tierra	[GWh]	56	68	943	1845	1838	1788	1777
Planta Hidroeléctrica de río	[GWh]	208 8	372 5	3813	3813	3813	3813	3813
Represa hidroeléctrica (Embalse)	[GWh]	136 8	164 2	1642	1642	1642	1642	1642
Geotérmica	[GWh]	0	305 1	3059	3047	2097	2097	2096
CCGT	[GWh]	539 9	245 7	885	134	63	34	46
OCGT	[GWh]	267 1	975	2102	5	1	0	2
Otros ST	[GWh]	9	0	0	0	0	0	0
PP de biomasa	[GWh]	532	0	0	0	0	0	1
ICE	[GWh]	383	0	0	0	0	0	0

CHP Metano	[GWh]	0	110 1	49	16	16	8	35
CHP Residuos	[GWh]	0	230 5	4609	6984	6984	6984	6984
CHP Biomasa	[GWh]	0	0	0	0	0	0	1
CHP Biogás	[GWh]	0	122	442	728	793	830	845

Tabla S15: Capacidad de almacenamiento de electricidad– BPS-1

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batería	[TWh]	0,00	0,25	0,61	1,09	2,05	7,77	16,89
Almacenamiento PHES	[TWh]	0,00	0,22	1,53	7,81	12,65	12,51	12,61
A-CAES	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,06
HT TES	[TWh]	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Almacenamiento gas (CH ₄)	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,02	0,01	0,04

Tabla S16: Generación de calor– BPS-1

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CHP Metano	[GWh]	0	789	35	8	10	5	19
CHP Residuos	[GWh]	0	6260	9858	16019	17000	17573	18645
CHP Biomasa	[GWh]	0	0	0	0	0	0	1
CHP Biogás	[GWh]	0	149	520	816	902	972	993
CSP	[GWh]	0	8457	8859	9042	9326	9326	2218
DH Geotérmica	[GWh]	0	12765	12799	12747	8773	8773	8771
DH Calefacción eléctrica	[GWh]	0	186	7720	37118	50197	63187	80174
DH Bomba de calor	[GWh]	0	2484	3312	4375	4151	6462	15558
DH Metano	[GWh]	23460	41817	44193	30370	31216	39720	50075
DH Aceite	[GWh]	3206	0	1	0	0	0	0
DH Carbón	[GWh]	0	0	0	0	0	0	0
DH Biomasa	[GWh]	17411	558	558	532	529	524	519
IH Calefacción eléctrica	[GWh]	43	3	6	23	52	53	58
IH Bomba de calor	[GWh]	0	7415	9003	11016	13602	16463	20321
IH Metano	[GWh]	2656	177	167	68	0	0	0
IH Aceite	[GWh]	0	0	0	1	0	0	0
IH Biomasa	[GWh]	3846	372	374	427	444	450	453
IH Biogás	[GWh]	0	557	594	611	628	634	635

Tabla S17: Capacidad de almacenamiento de calor– BPS-1

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
HT TES	[TWh]	0,00	0,01	0,50	16,09	23,94	30,78	39,54
DH TES	[TWh]	0,00	3,51	4,24	5,43	10,64	13,06	14,01
Almacenamiento gas (CH ₄)	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,21	17,67	35,50	46,11

Tabla S18: Producción de combustible sostenible (capacidad) – BPS-1

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electrolizador	[TWh]	0,00	0,00	1,02	5,30	33,92	60,15	75,61
Metanización	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,11	18,37	36,67	47,60
FT	[TWh]	0,00	0,00	1,33	2,71	4,96	6,16	6,51
FT kerosén	[TWh]	0,00	0,00	0,27	0,54	1,34	2,19	2,10
FT diesel	[TWh]	0,00	0,00	0,80	1,63	2,63	2,74	3,11
FT gasolina	[TWh]	0,00	0,00	0,27	0,54	0,99	1,23	1,30
LNG	[TWh]	0,00	0,00	3,61	11,20	43,00	77,00	100,00
LH2	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01

Tabla S19: Capacidad instalada– BPS-2

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
RES Prosumidores FV	[GW]	0,03	0,15	0,39	0,82	1,69	2,43	3,23
COM Prosumidores FV	[GW]	0,03	0,12	0,28	0,61	1,06	1,48	1,89
IND Prosumidores FV	[GW]	0,00	0,16	0,39	0,71	1,44	2,09	2,82
Sistema FV plano fijo inclinado	[GW]	0,07	0,07	0,07	0,07	1,29	3,68	9,28
Sistema FV con seguimiento de un eje	[GW]	0,00	0,47	7,06	23,03	53,36	68,24	83,87
CSP	[GW]	0,00	4,30	4,30	4,30	4,30	4,30	0,92
Eólica en tierra	[GW]	0,03	0,32	0,32	0,32	0,32	0,29	0,00
Planta hidroeléctrica de río	[GW]	0,42	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96
Represa hidroeléctrica (Embalse)	[GW]	0,26	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Geotérmica	[GW]	0,00	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37	0,37
CCGT	[GW]	1,59	1,55	1,53	1,45	1,45	1,39	1,09
OCGT	[GW]	0,90	2,61	6,23	9,35	9,33	9,19	8,80
Otros ST	[GW]	0,03	0,03	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00
PP de biomasa	[GW]	0,10	0,10	0,10	0,10	0,02	0,00	0,00
Digestor de biogás	[GW]	0,00	0,28	0,57	0,86	0,86	0,86	0,86

Refinamiento de biogás	[GW]	0,00	0,12	0,34	0,52	0,52	0,52	0,52
ICE	[GW]	0,14	0,11	0,09	0,08	0,06	0,01	0,00
CHP Metano	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHP Residuos	[GW]	0,00	0,28	0,55	0,84	0,84	0,84	0,84
CHP Biomasa	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHP Biogás	[GW]	0,00	0,01	0,04	0,14	0,15	0,16	0,16
DH Calefacción eléctrica	[GW]	0,00	0,00	4,32	12,13	17,3 1	22,2 3	27,62
DH Bomba de calor	[GW]	0,00	0,48	0,63	0,65	0,66	0,96	2,16
DH Metano	[GW]	4,59	5,78	5,58	5,15	5,16	5,66	7,01
DH Aceite	[GW]	0,64	0,61	0,54	0,46	0,43	0,38	0,15
DH Carbón	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DH Biomasa	[GW]	3,61	3,26	2,64	2,29	2,23	1,94	1,14
IH Calefacción eléctrica	[GW]	0,03	0,05	0,08	0,32	0,74	0,87	1,04
IH Bomba de calor	[GW]	0,00	0,91	1,13	1,52	2,04	2,61	3,29
IH Metano	[GW]	2,09	1,66	1,46	0,54	0,00	0,00	0,00
IH Aceite	[GW]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
IH Biomasa	[GW]	1,16	0,84	0,71	0,32	0,20	0,23	0,24
IH Biogás	[GW]	0,00	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08
RES Batería	[GWh]	0,00	0,29	0,71	1,35	2,62	3,79	5,07
COM Batería	[GWh]	0,00	0,22	0,44	0,87	1,42	1,99	2,54
IND Batería	[GWh]	0,00	0,23	0,56	1,03	2,10	3,06	4,15
Sistema de Batería	[GWh]	0,00	0,04	0,34	0,34	0,35	6,18	24,93
Almacenamiento PHES	[GWh]	0,00	0,01	0,03	25,89	40,7 5	46,9 9	46,99
HT TES	[GWh]	0,00	0,01	2,90	49,63	69,6 8	88,9 9	110,9 6
DH TES	[GWh]	0,00	12,0 0	11,1 5	12,51	24,2 3	31,0 2	29,31
A-CAES	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Almacenamiento de gas (CH ₄)	[GWh]	0,00	0,18	1,80	126,7 7	2316	2762	3419
Electrolizador	[GW _{el}]	0,00	0,00	0,58	1,89	17,0 1	21,7 3	26,89
Electrolizador	[GW _{H2}]	0,00	0,00	0,47	1,55	13,9 8	17,8 6	22,10
Reforma mediante vapor de metano	[GW _{H2}]	0,00	0,02	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
CO ₂ DAC	[MtCO ₂ /a]	0,00	0,00	0,40	0,86	7,63	9,82	12,21
Metanización	[GW _{CH4}]	0,00	0,00	0,00	0,05	3,99	5,18	6,65
Fischer-Tropsch	[GW _{liq}]	0,00	0,00	0,16	0,33	0,60	0,74	0,78

Tabla S20: Generación de electricidad– BPS-2

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
RES Prosumidores FV	[GW]	50	267	677	1415	2873	4117	5469
COM Prosumidores FV	[GW]	43	206	485	1056	1790	2490	3156
IND Prosumidores FV	[GW]	0	291	716	1301	2619	3812	5133
Sistema FV plano fijo inclinado	[GWh]	146	146	146	146	1932	5424	13553
Sistema FV con seguimiento de un eje	[GWh]	0	1150	17441	56262	129791	164009	200300
Eólica en tierra	[GWh]	56	989	989	989	982	932	0
Planta hidroeléctrica de río	[GWh]	2088	5375	5375	5375	5375	5375	5375
Represa hidroeléctrica (Embalse)	[GWh]	1368	1642	1642	1642	1642	1642	1642
Geotérmica	[GWh]	0	3117	3117	2764	2505	2505	2505
CCGT	[GWh]	5399	1407	762	221	96	82	51
OCGT	[GWh]	2671	1301	3108	2	1	1	0
Otros ST	[GWh]	9	0	0	4	0	0	0
PP de biomasa	[GWh]	532	0	0	0	0	0	0
ICE	[GWh]	383	0	0	0	0	0	0
CHP Metano	[GWh]	0	1	0	0	0	0	0
CHP Residuos	[GWh]	0	2305	4609	6984	6984	6984	6984
CHP Biomasa	[GWh]	0	0	0	0	0	0	0
CHP Biogás	[GWh]	0	70	298	727	801	851	872

Tabla S21: Capacidad de almacenamiento de electricidad– BPS-2

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batería	[TWh]	0,00	0,27	0,76	1,19	2,20	5,34	13,73
Almacenamiento PHES	[TWh]	0,00	0,00	0,01	7,87	13,02	15,15	15,16
A-CAES	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HT TES	[TWh]	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Almacenamiento gas (CH ₄)	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02

Tabla S22: Generación de calor– BPS-2

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CHP Metano	[GWh]	0	1	0	0	0	0	0
CHP Residuos	[GWh]	0	6265	11061	16160	16662	17389	18675
CHP Biomasa	[GWh]	0	0	0	0	0	0	0
CHP Biogás	[GWh]	0	84	361	833	929	1007	1076

CSP	[GWh]	0	9384	9384	9384	9384	9384	2294
DH Geotérmica	[GWh]	0	13044	13044	11566	10481	10481	10481
DH Calefacción eléctrica	[GWh]	0	0	13853	38398	50524	63714	79169
DH Bomba de calor	[GWh]	0	2502	2952	3640	3737	5852	15675
DH Metano	[GWh]	23460	42019	38157	28288	32778	41278	51697
DH Aceite	[GWh]	3206	1	0	0	2	0	0
DH Carbón	[GWh]	0	0	0	0	0	0	0
DH Biomasa	[GWh]	17411	558	558	532	529	524	524
IH Calefacción eléctrica	[GWh]	43	3	6	23	52	53	58
IH Bomba de calor	[GWh]	0	7415	9003	11016	13602	16463	20321
IH Metano	[GWh]	2656	177	167	68	0	0	0
IH Aceite	[GWh]	0	0	0	1	0	0	0
IH Biomasa	[GWh]	3846	372	374	427	444	450	453
IH Biogás	[GWh]	0	557	594	611	628	634	635

Tabla S23: Capacidad de almacenamiento de calor– BPS-2

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
HT TES	[TWh]	0,00	0,00	1,11	16,74	24,00	30,35	37,61
DH TES	[TWh]	0,00	4,02	4,93	5,85	12,09	12,35	13,10
Almacenamiento gas (CH ₄)	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,63	25,29	37,18	47,57

Tabla S24: Producción combustible sostenible– BPS-2

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electrolizador	[TWh]	0,00	0,00	2,04	5,76	48,26	62,35	77,51
Metanización	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,25	29,53	38,38	49,08
FT	[TWh]	0,00	0,00	1,33	2,71	4,96	6,16	6,51
FT kerosén	[TWh]	0,00	0,00	0,27	0,54	1,34	2,19	2,10
FT diesel	[TWh]	0,00	0,00	0,80	1,63	2,63	2,74	3,11
FT gasolina	[TWh]	0,00	0,00	0,27	0,54	0,99	1,23	1,30
LNG	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
LH2	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,05	0,22	0,56	1,12

Tabla S25: Capacidad instalada – BPS-3

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
RES Prosumidores FV	[GW]	0,03	0,15	0,39	0,82	1,69	2,43	3,23
COM Prosumidores FV	[GW]	0,03	0,12	0,28	0,61	1,06	1,48	1,89
IND Prosumidores FV	[GW]	0,00	0,16	0,39	0,71	1,44	2,09	2,82
Sistema FV plano fijo inclinado	[GW]	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07	7,93	13,80
Sistema FV con seguimiento de un eje	[GW]	0,00	0,79	2,31	18,55	35,53	44,26	70,70
CSP	[GW]	0,00	2,95	3,57	3,86	4,01	4,19	1,69
Eólica en tierra	[GW]	0,03	0,03	0,03	0,33	0,32	0,30	0,30
Planta hidroeléctrica de río	[GW]	0,42	0,42	0,43	0,43	0,43	0,43	0,43
Represa hidroeléctrica (Embalse)	[GW]	0,26	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31	0,31
Geotérmica	[GW]	0,00	0,01	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
CCGT	[GW]	1,59	1,90	1,95	1,82	1,82	1,76	1,46
OCGT	[GW]	0,90	0,87	1,09	6,64	6,62	6,67	6,28
Otros ST	[GW]	0,03	0,03	0,03	0,01	0,00	0,00	0,00
PP de biomasa	[GW]	0,10	0,10	0,10	0,10	0,02	0,00	0,00
Digestor de biogás	[GW]	0,00	0,28	0,57	0,86	0,86	0,86	0,86
Refinamiento de biogás	[GW]	0,00	0,01	0,20	0,51	0,52	0,52	0,52
ICE	[GW]	0,14	0,11	0,09	0,08	0,06	0,01	0,00
CHP Metano	[GW]	0,00	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22	0,22
CHP Residuos	[GW]	0,00	0,28	0,55	0,84	0,84	0,84	0,84
CHP Biomasa	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
CHP Biogás	[GW]	0,00	0,08	0,15	0,18	0,20	0,20	0,21
DH Calefacción eléctrica	[GW]	0,00	0,00	0,36	9,60	17,30	22,11	28,46
DH Bomba de calor	[GW]	0,00	0,46	0,48	0,76	1,12	1,62	2,58
DH Metano	[GW]	4,59	5,78	6,82	6,78	6,65	6,49	7,32
DH Aceite	[GW]	0,64	0,61	0,54	0,46	0,43	0,38	0,15
DH Carbón	[GW]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
DH Biomasa	[GW]	3,61	3,26	2,64	2,29	2,23	1,92	1,04
IH Calefacción eléctrica	[GW]	0,03	0,05	0,08	0,32	0,74	0,87	1,04
IH Bomba de calor	[GW]	0,00	0,91	1,13	1,52	2,04	2,61	3,29
IH Metano	[GW]	2,09	1,66	1,46	0,54	0,00	0,00	0,00
IH Aceite	[GW]	0,01	0,01	0,01	0,01	0,00	0,00	0,00
IH Biomasa	[GW]	1,16	0,84	0,71	0,32	0,20	0,23	0,24
IH Biogás	[GW]	0,00	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08

RES Batería	[GWh]	0,00	0,29	0,71	1,35	2,62	3,79	5,07
COM Batería	[GWh]	0,00	0,22	0,44	0,87	1,42	1,99	2,54
IND Batería	[GWh]	0,00	0,23	0,56	1,03	2,10	3,06	4,15
Sistema de Batería	[GWh]	0,00	0,05	0,12	0,12	0,24	14,49	29,57
Almacenamiento PHES	[GWh]	0,00	0,32	4,25	26,4 4	45,7 4	46,28	46,29
HT TES	[GWh]	0,00	0,01	0,19	29,6 9	67,3 3	88,06	111,7 8
DH TES	[GWh]	0,00	6,63	7,98	9,93	11,9 1	14,71	22,48
A-CAES	[GWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Almacenamiento de gas (CH ₄)	[GWh]	0,00	0,26	0,33	18,9 5	80,2 6	130,6 2	1395
Electrolizador	[GW _e]	0,00	0,00	0,00	0,20	1,02	4,03	15,90
Electrolizador	[GW _{H2}]	0,00	0,00	0,00	0,16	0,84	3,31	13,07
Reforma mediante vapor de metano	[GW _{H2}]	0,00	0,02	0,04	0,09	0,09	0,09	0,09
CO ₂ DAC	[MtCO ₂ /a]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,15	1,52	6,58
Metanización	[GW _{CH4}]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,98	4,22
Fischer-Tropsch	[GW _{liq}]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

Tabla S26: Generación de electricidad – BPS-3

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
RES Prosumidores FV	[GW]	50	267	677	1415	2873	4117	5469
COM Prosumidores FV	[GW]	43	206	485	1056	1790	2490	3156
IND Prosumidores FV	[GW]	0	291	716	1301	2619	3812	5133
Sistema FV plano fijo inclinado	[GWh]	146	146	146	146	146	11631	20171
Sistema FV con seguimiento de un eje	[GWh]	0	1839	5389	41022	76542	96647	155561
Eólica en tierra	[GWh]	56	56	56	907	900	850	850
Planta hidroeléctrica de río	[GWh]	2088	2088	2142	2142	2142	2142	2142
Represa hidroeléctrica (Embalse)	[GWh]	1368	1642	1642	1642	1642	1642	1642
Geotérmica	[GWh]	0	124	1818	1834	1834	1834	1834
CCGT	[GWh]	5399	6581	3311	420	255	124	60
OCGT	[GWh]	2671	433	545	0	0	0	0
Otros ST	[GWh]	9	0	0	0	0	0	0
PP de biomasa	[GWh]	532	0	0	0	0	0	0
ICE	[GWh]	383	0	0	0	0	0	0
CHP Metano	[GWh]	0	1687	829	216	79	59	78
CHP Residuos	[GWh]	0	2305	4609	6984	6984	6984	6984

CHP Biomasa	[GWh]	0	0	0	0	0	0	0
CHP Biogás	[GWh]	0	621	883	840	826	816	830

Tabla S27: Capacidad de almacenamiento de electricidad – BPS-3

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Batería	[TWh]	0,00	0,29	0,64	1,12	2,09	8,25	14,99
Almacenamiento PHES	[TWh]	0,00	0,11	1,34	8,45	14,79	14,74	14,47
A-CAES	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
HT TES	[TWh]	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Almacenamiento gas (CH ₄)	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,04

Tabla S28: Generación de calor– BPS-3

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CHP Metano	[GWh]	0	1209	594	155	57	42	56
CHP Residuos	[GWh]	0	6290	10002	13448	15388	17832	19068
CHP Biomasa	[GWh]	0	0	0	0	0	0	0
CHP Biogás	[GWh]	0	773	1079	979	971	982	1037
CSP	[GWh]	0	6506	7909	8580	8919	9344	4066
DH Geotérmica	[GWh]	0	518	7606	7672	7673	7673	7673
DH Calefacción eléctrica	[GWh]	0	0	651	27190	49403	62979	79898
DH Bomba de calor	[GWh]	0	3072	3018	5183	7636	11505	18820
DH Metano	[GWh]	23460	42077	51381	39803	37358	44954	54336
DH Aceite	[GWh]	3206	1	3	5	10	90	270
DH Carbón	[GWh]	0	0	0	0	0	0	0
DH Biomasa	[GWh]	17411	558	558	533	529	524	524
IH Calefacción eléctrica	[GWh]	43	3	6	23	52	53	58
IH Bomba de calor	[GWh]	0	7415	9003	11016	13602	16463	20321
IH Metano	[GWh]	2656	177	167	68	0	0	0
IH Aceite	[GWh]	0	0	0	1	0	0	0
IH Biomasa	[GWh]	3846	372	374	427	444	450	453
IH Biogás	[GWh]	0	557	594	611	628	634	635

Tabla S29: Capacidad de almacenamiento de calor– BPS-3

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
HT TES	[TWh]	0,00	0,01	0,08	9,68	22,06	29,20	37,49
DH TES	[TWh]	0,00	2,22	4,26	4,89	5,38	6,12	7,61
Almacenamiento gas (CH ₄)	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	1,07	8,48	24,71

Tabla S30: Producción de combustibles sintéticos– BPS-3

Tecnología	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Electrolizador	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	6,53	31,54
Metanización	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FT	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,52	6,53	31,54
FT kerosén	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FT diesel	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
FT gasolina	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
LNG	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,01
LH2	[TWh]	0,00	0,00	0,00	0,05	0,22	0,56	1,12

Tabla S31: Demanda final de energía para transporte por modo de transporte, segmento y tipo de vehículo

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Terrestre LDV ICE combust.	[TWh _{th}]	8,01	7,10	4,63	2,01	1,20	0,82	0,49
Terrestre LDV BEV elect.	[TWh _{el}]	0,00	0,18	0,70	1,34	1,64	1,82	2,10
Terrestre LDV FCEV H2	[TWh _{th}]	0,00	0,00	0,03	0,06	0,19	0,40	0,45
Terrestre LDV PHEV combust.	[TWh _{th}]	0,00	0,06	0,06	0,06	0,07	0,07	0,08
Terrestre LDV PHEV combust.	[TWh _{el}]	0,00	0,10	0,10	0,11	0,12	0,14	0,15
Terrestre 2/3W ICE combust.	[TWh _{th}]	0,27	0,27	0,20	0,15	0,11	0,09	0,05
Terrestre 2/3W BEV electr.	[TWh _{el}]	0,04	0,06	0,10	0,16	0,21	0,27	0,35
Terrestre 2/3W FCEV H2	[TWh _{th}]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrestre 2/3W PHEV combust.	[TWh _{th}]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrestre 2/3W PHEV electr.	[TWh _{el}]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrestre Bus ICE combust.	[TWh _{th}]	4,19	3,91	2,99	1,71	0,25	0,21	0,16
Terrestre Bus BEV electr.	[TWh _{el}]	0,00	0,19	0,57	1,20	1,89	2,00	2,06
Terrestre Bus FCEV H2	[TWh _{th}]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Terrestre Bus PHEV combust.	[TWh _{th}]	0,01	0,02	0,03	0,05	0,06	0,08	0,10
Terrestre Bus PHEV electr.	[TWh _{el}]	0,00	0,01	0,01	0,02	0,03	0,03	0,04
Terrestre MDV ICE combust.	[TWh _{th}]	18,01	17,16	15,52	9,60	2,49	1,12	0,91

Figura S38: Capacidad instalada para la conversión de combustible para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3

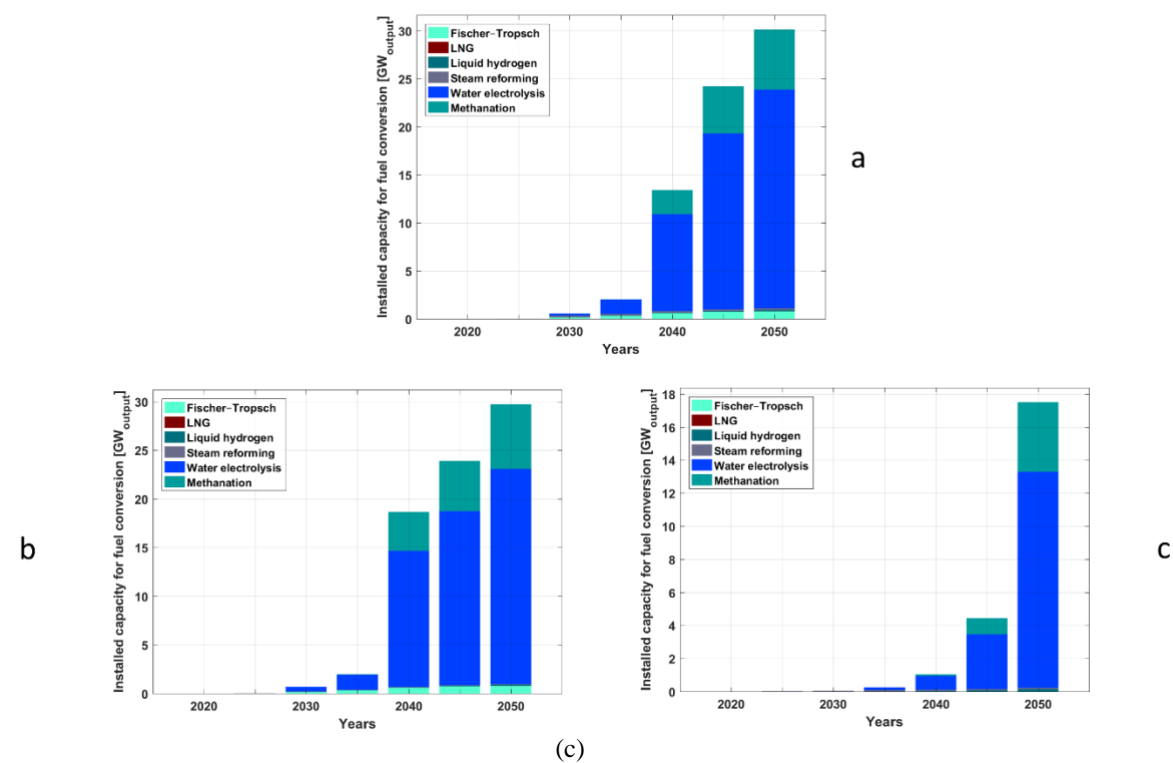


Figura S39: Gestión de calor para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

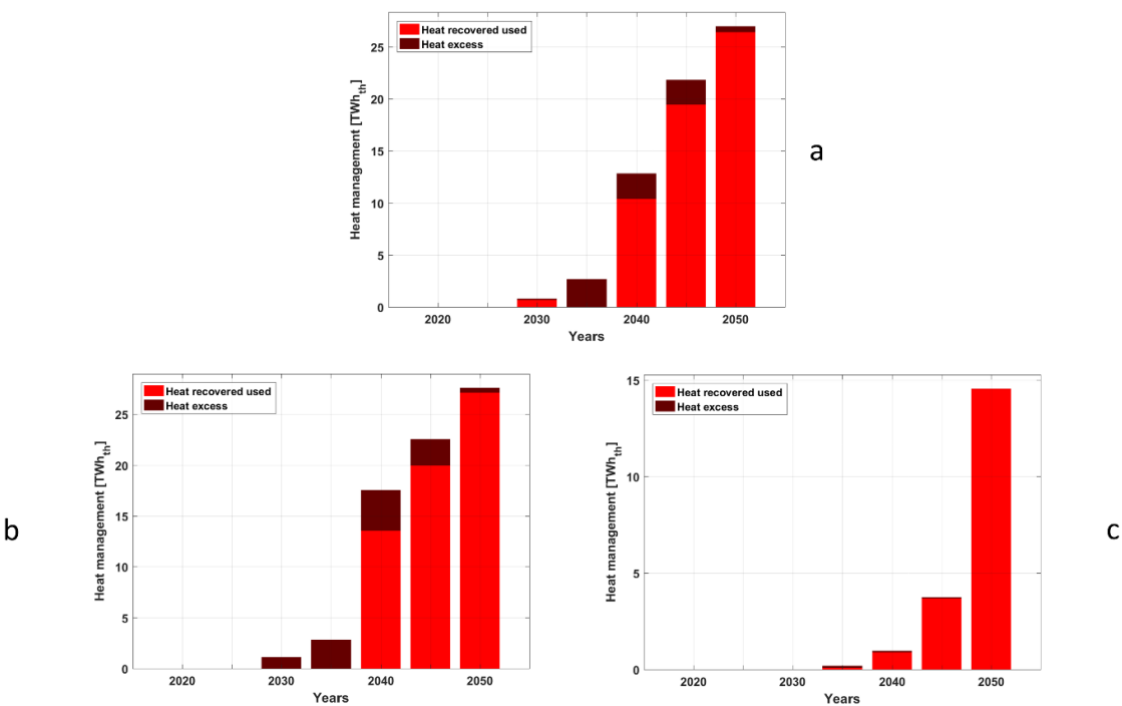


Figura S40: Capacidad instalada para almacenamiento de gas para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

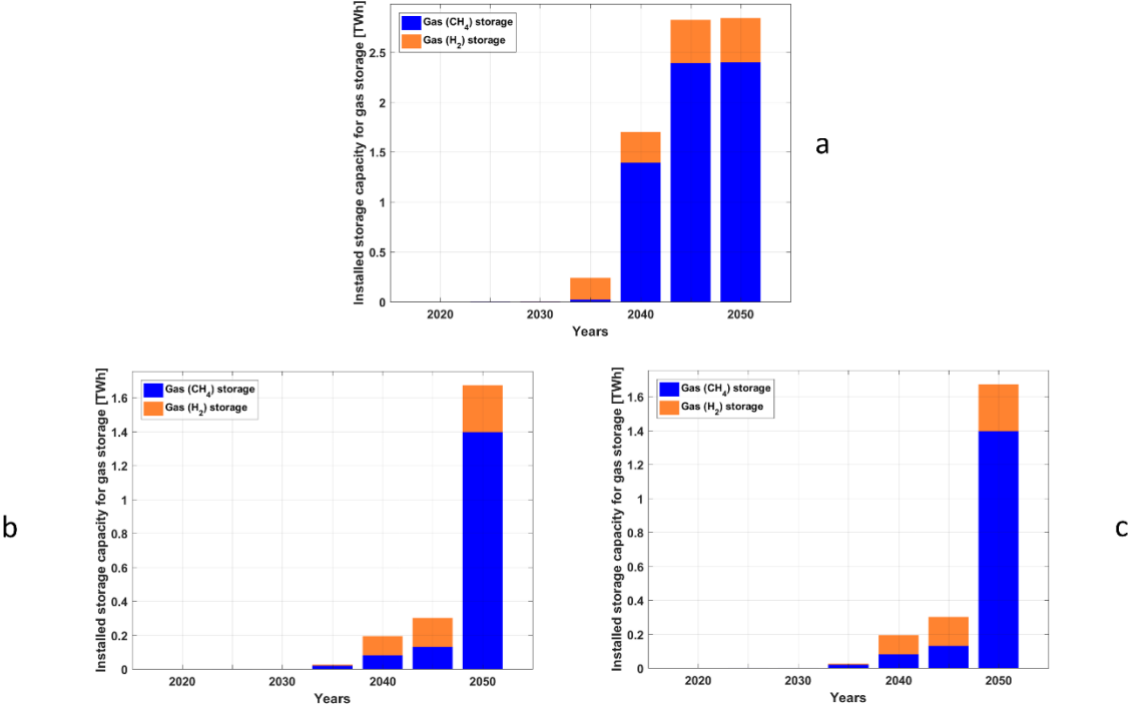


Figura S41: Generación regional de electricidad por tecnología en 2020

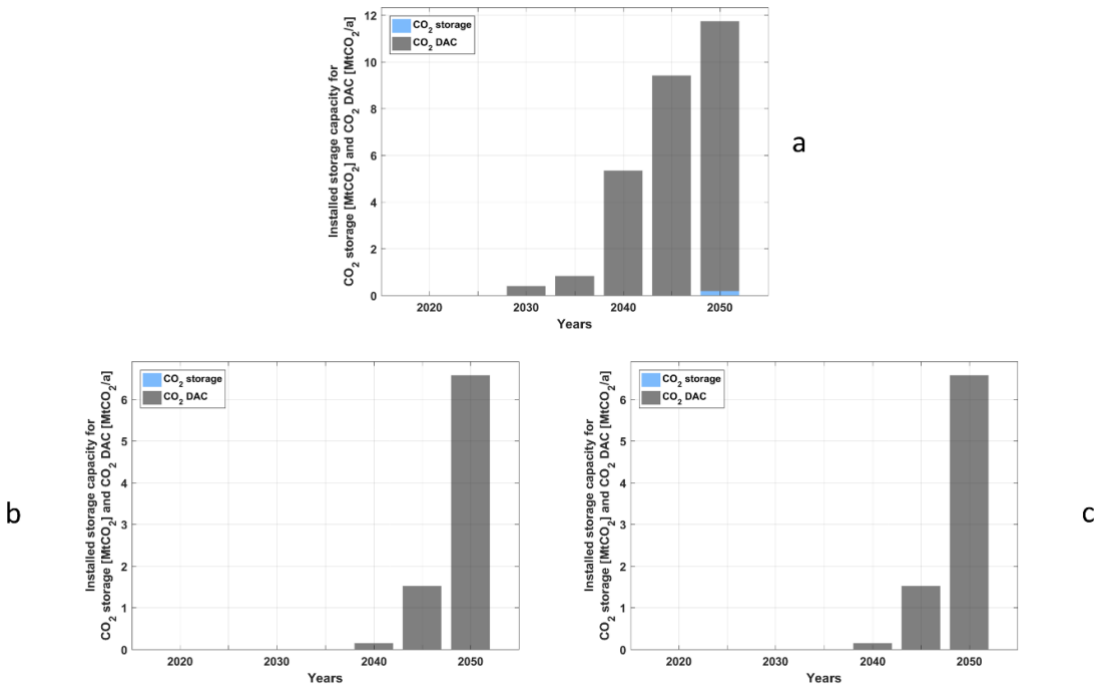


Figura S42: Generación regional de electricidad por tecnología en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

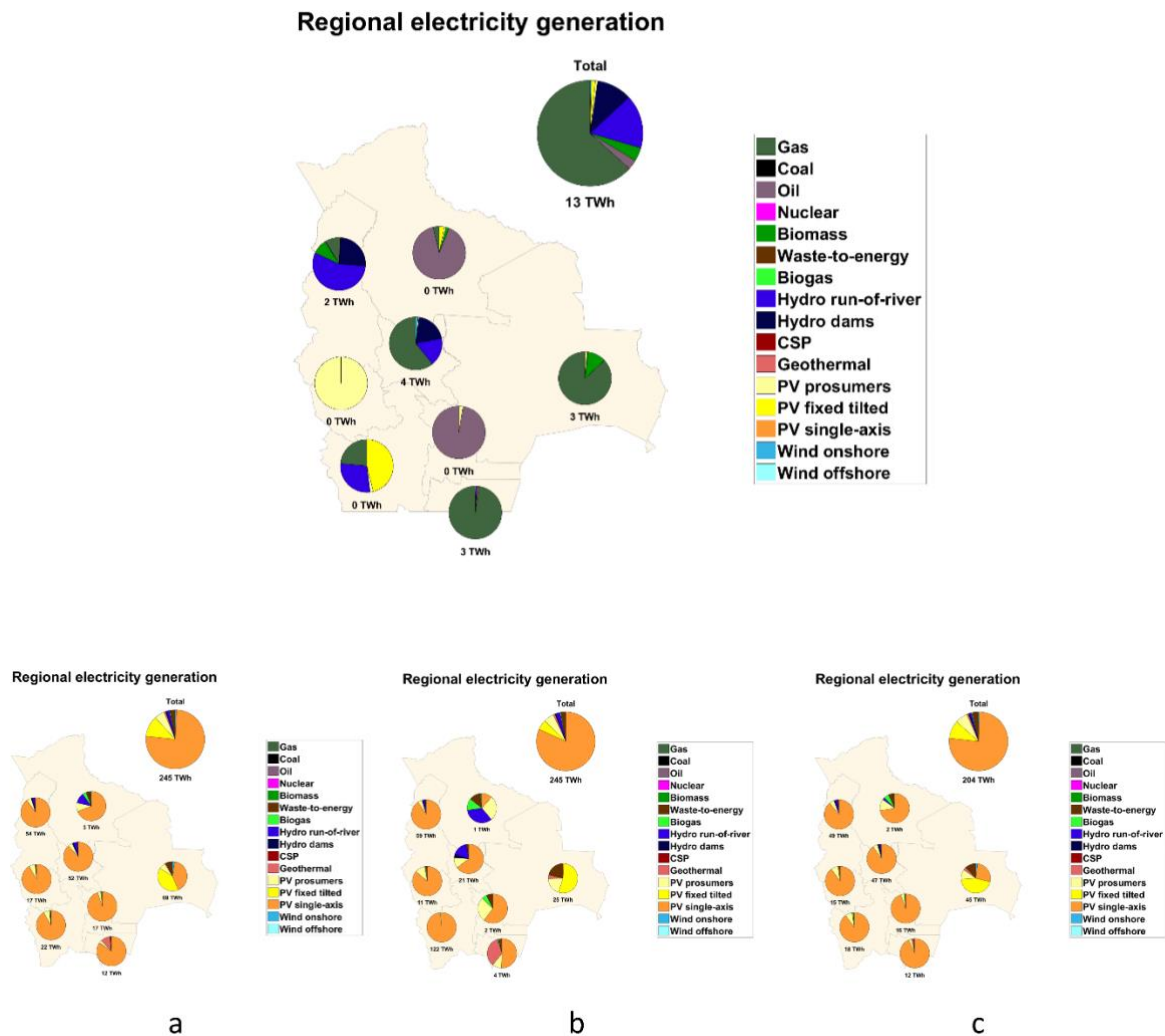


Figura S43: Capacidad regional de almacenamiento de electricidad en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

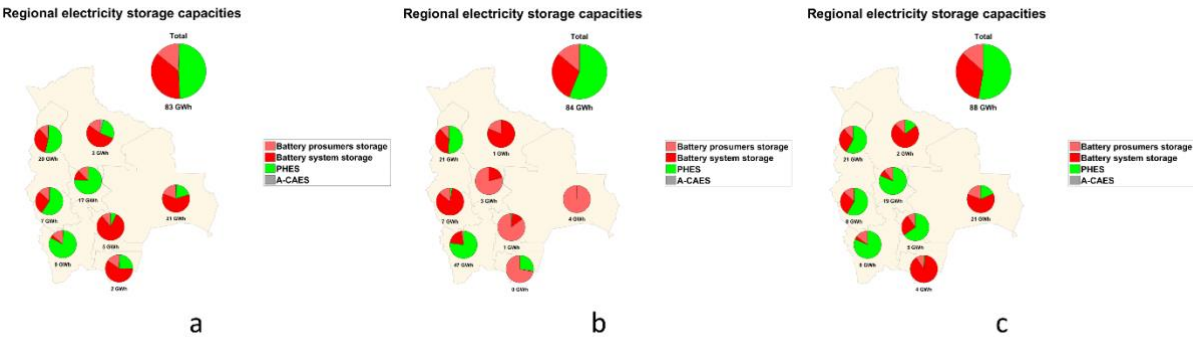


Figura S44: Capacidad regional de almacenamiento de calor por tecnología en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

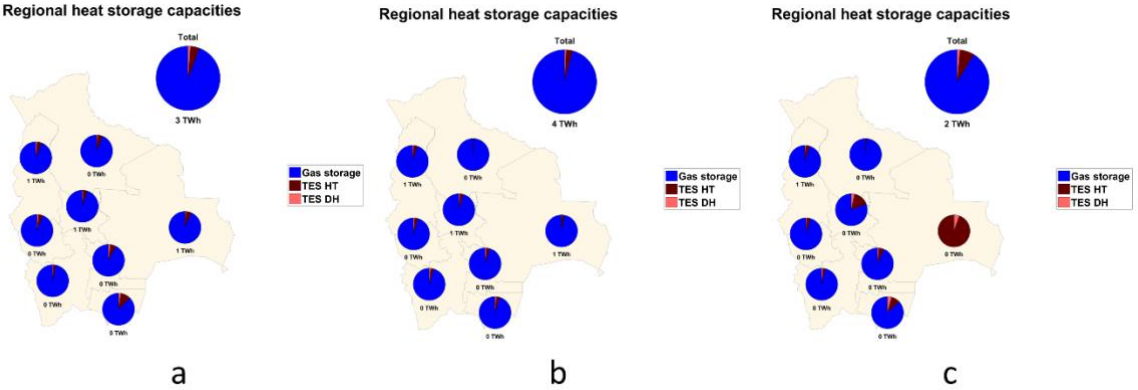


Figura S45: Generación regional anual de almacenamiento de electricidad por tecnología para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

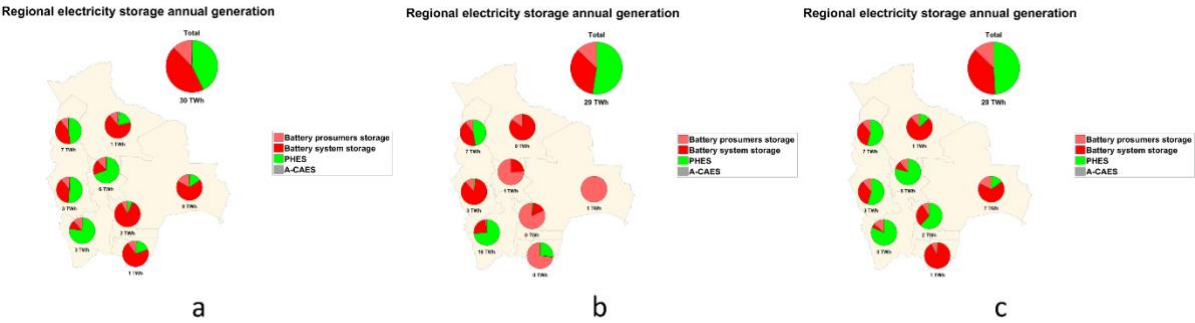


Figura S46: Generación regional anual de almacenamiento de calor en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

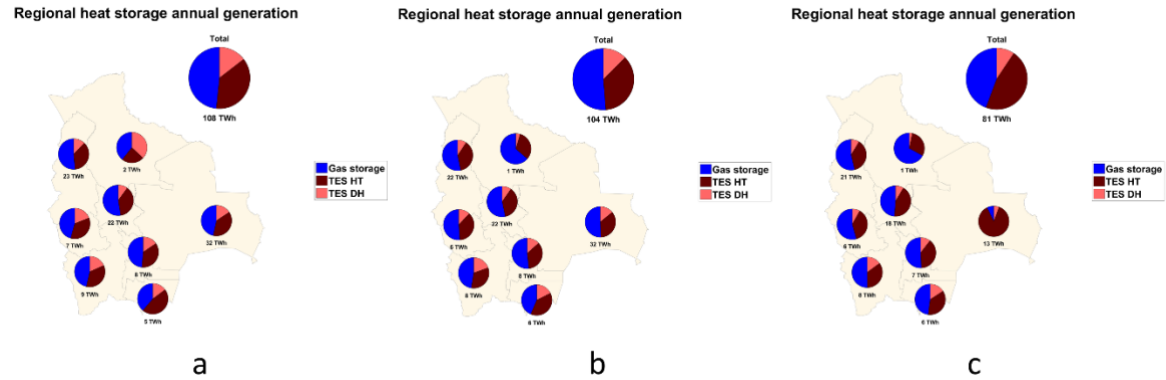


Figura S47: Porcentajes regionales en la generación de FV solar en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2, y BPS-3 (c)

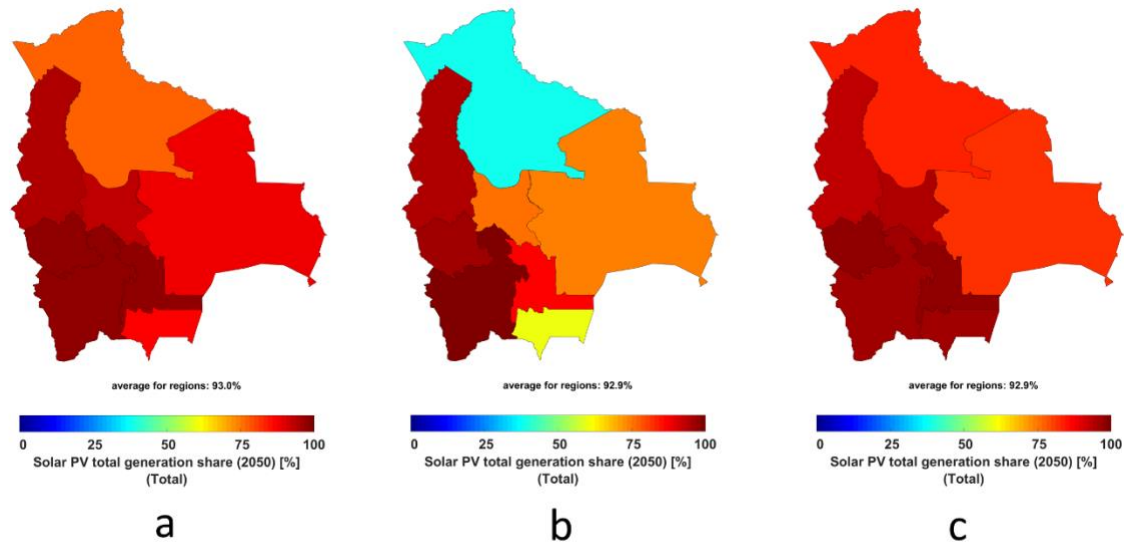


Figura S48: Porcentajes regionales en la generación eólica en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

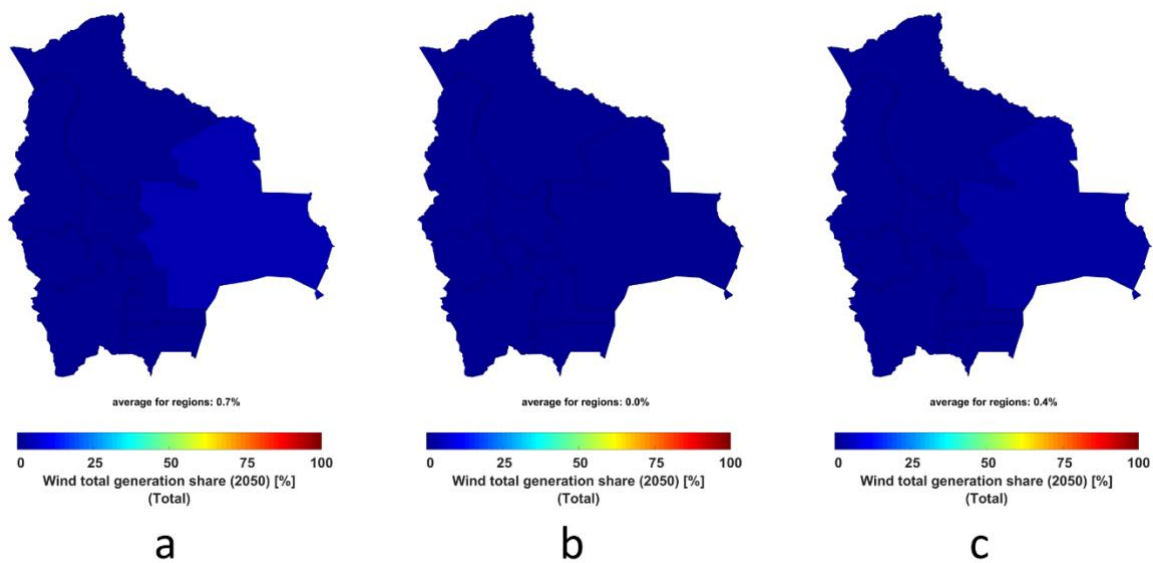


Figura S49: Porcentajes regionales en la generación hidroeléctrica en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

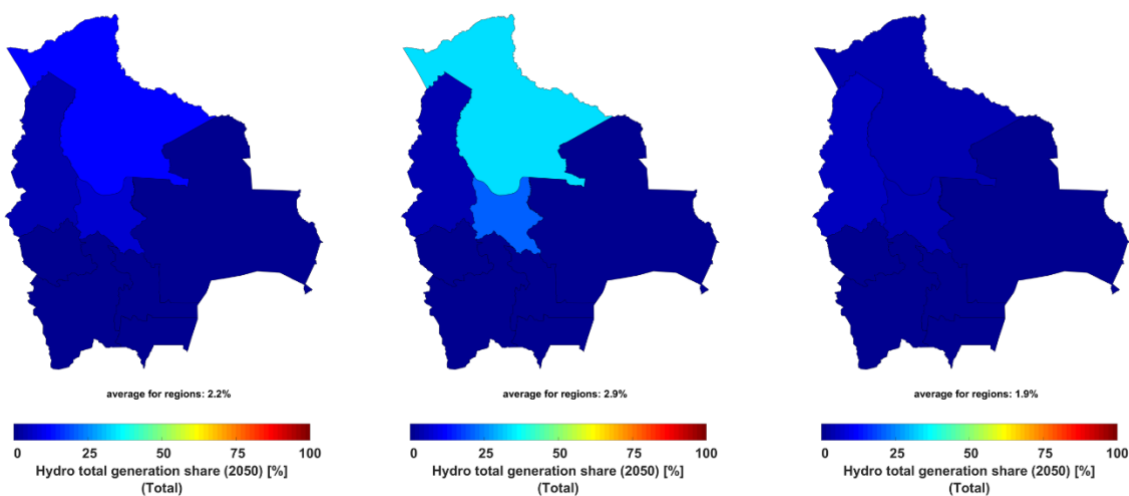


Figura S50: Capacidad FV solar regional en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

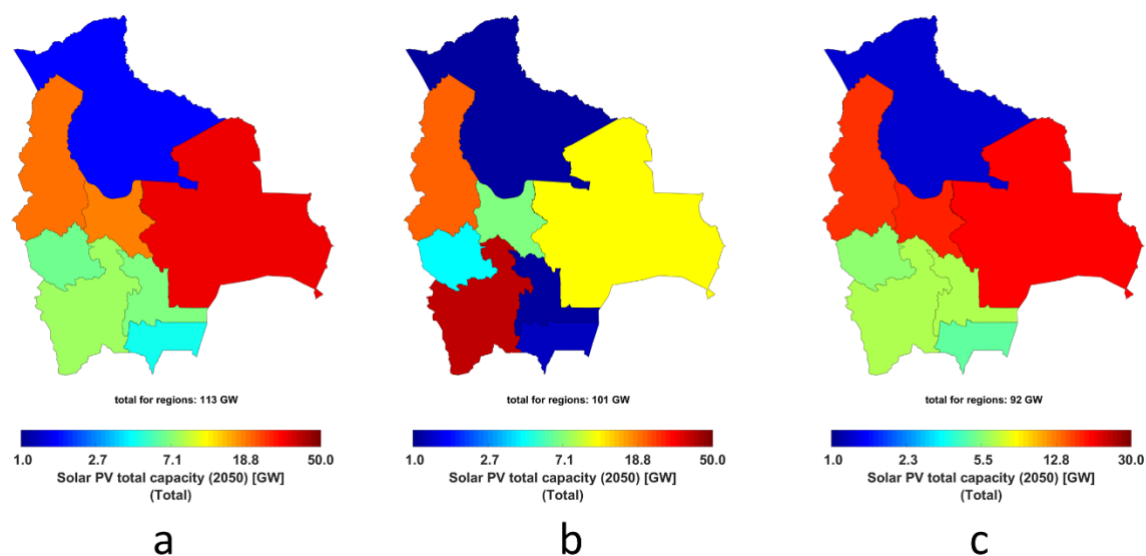


Figura S51: Capacidad eólica regional en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

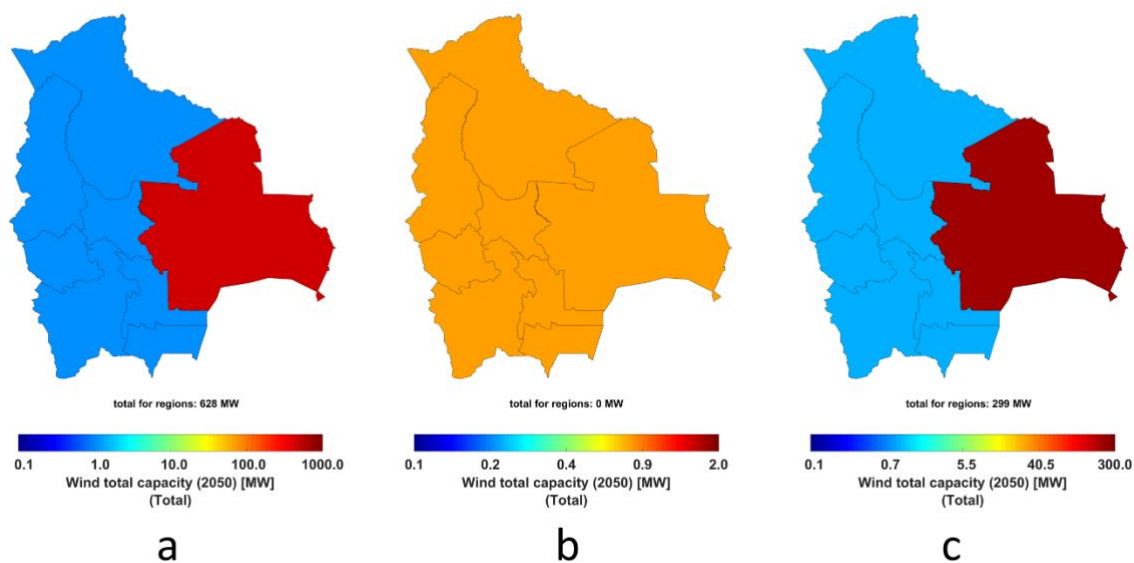


Figura S52: Capacidad hidroeléctrica regional en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

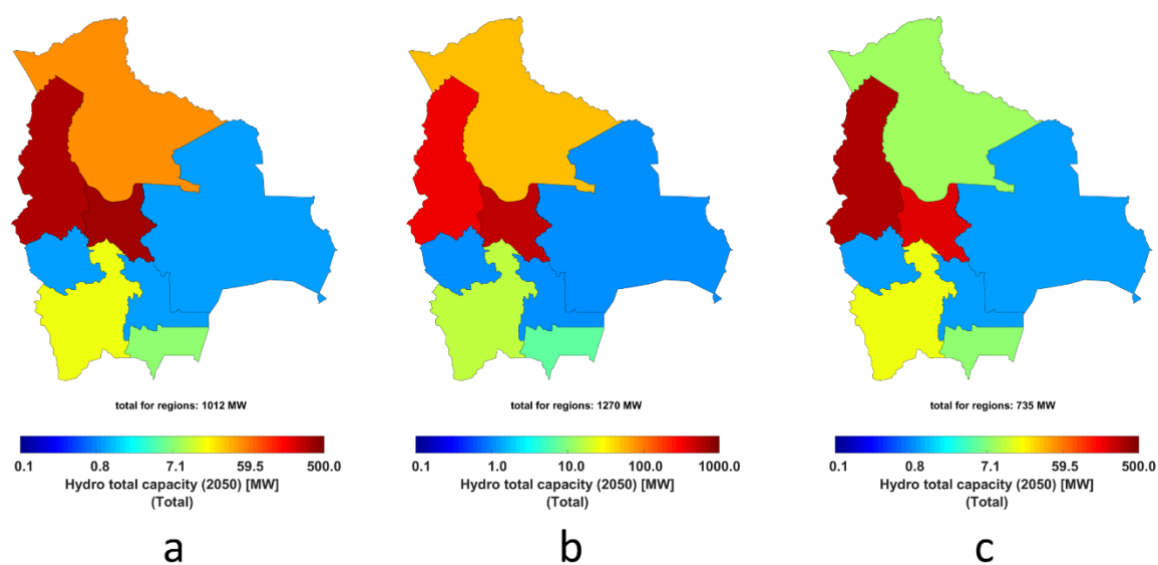


Figura S53: Capacidad regional de PtG en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

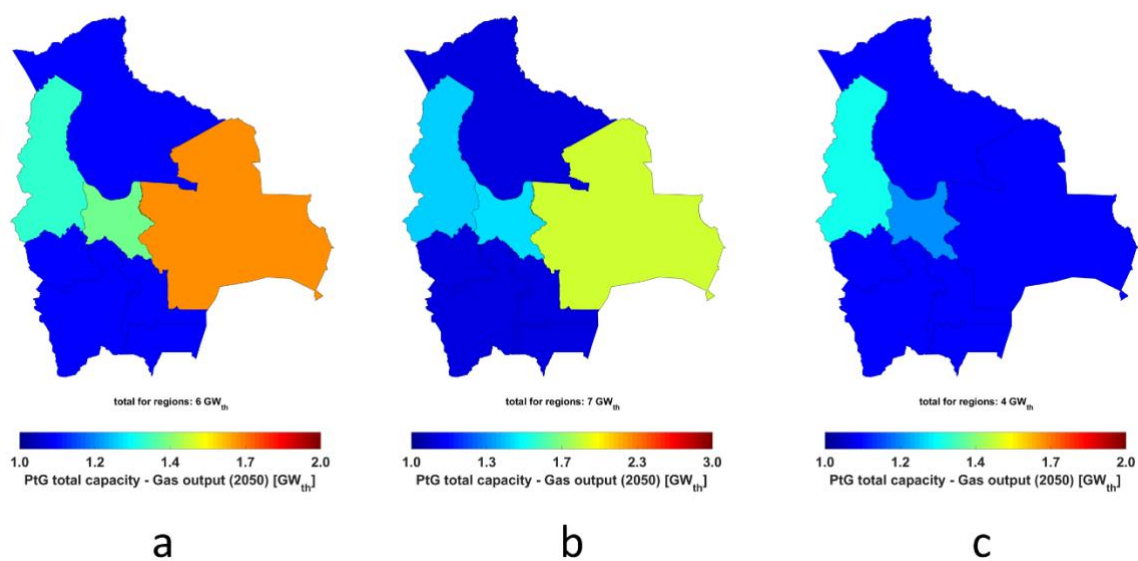


Figura S54: Capacidad regional de electrolizadores en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

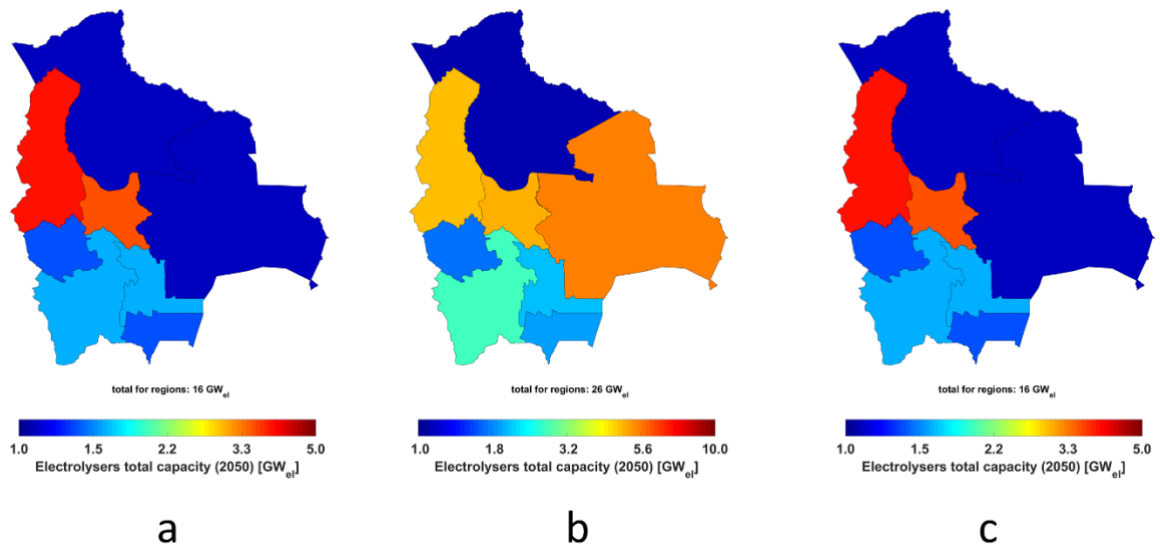


Figura S55: Participación regional en el suministro de baterías en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

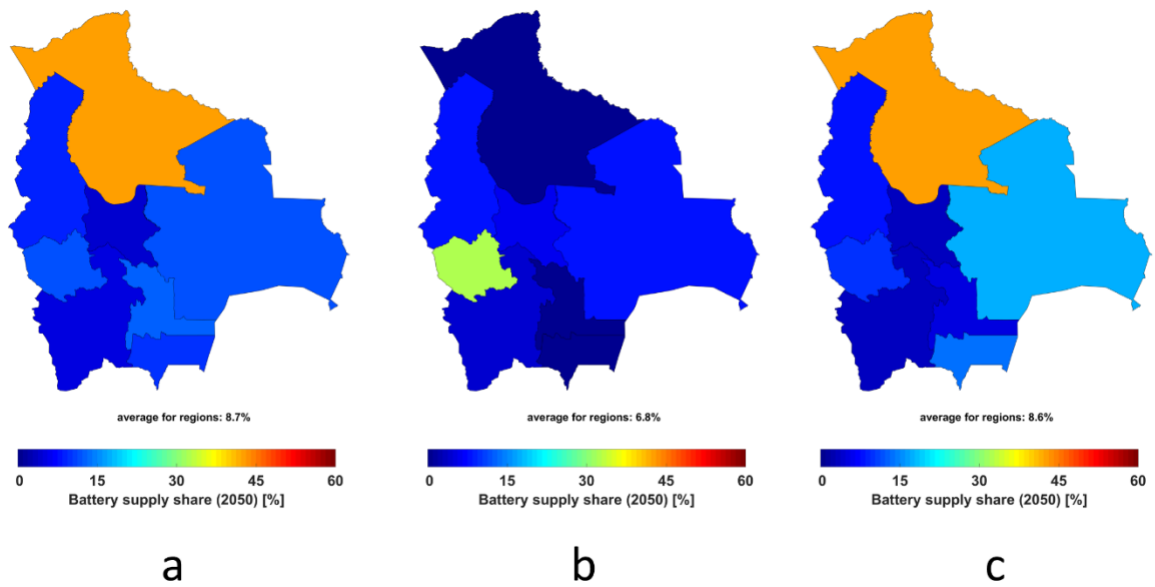


Figura S56: Participación regional en el suministro de SNG en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

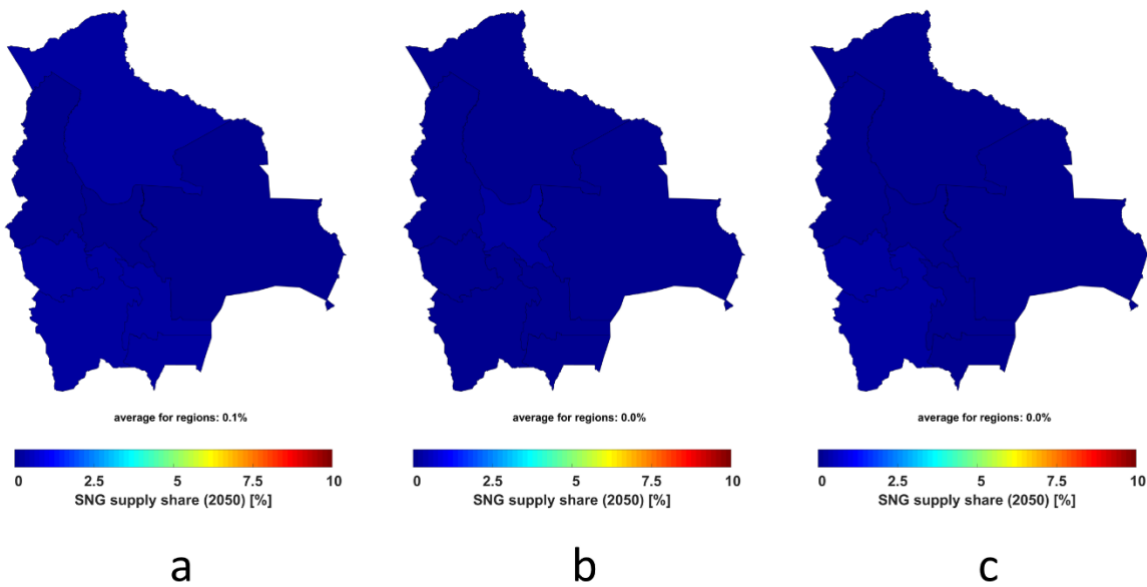


Figura S57: Participación regional en suministro de PHES en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

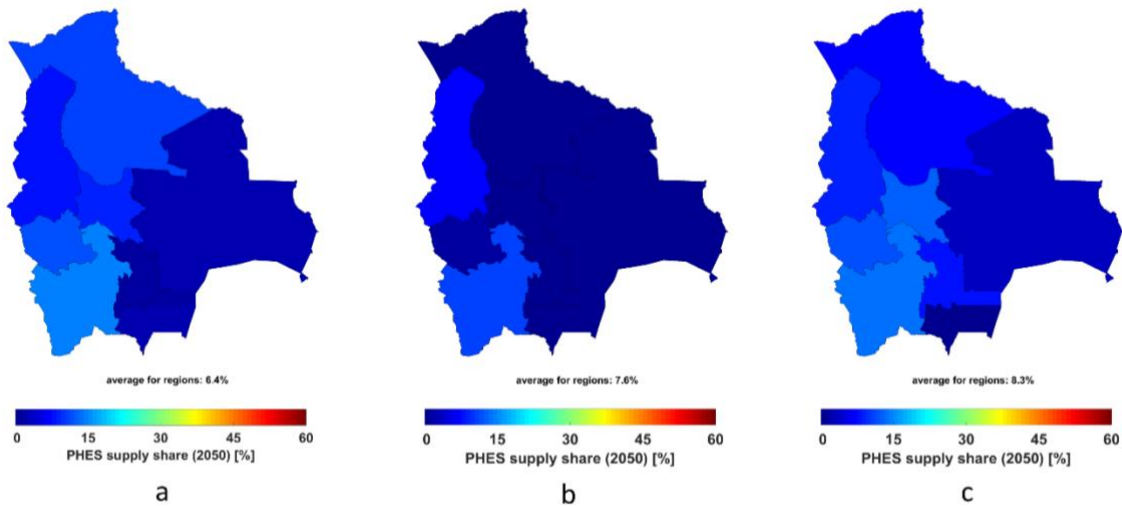


Figura S58: Pérdidas de reducción regional en relación a la generación en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

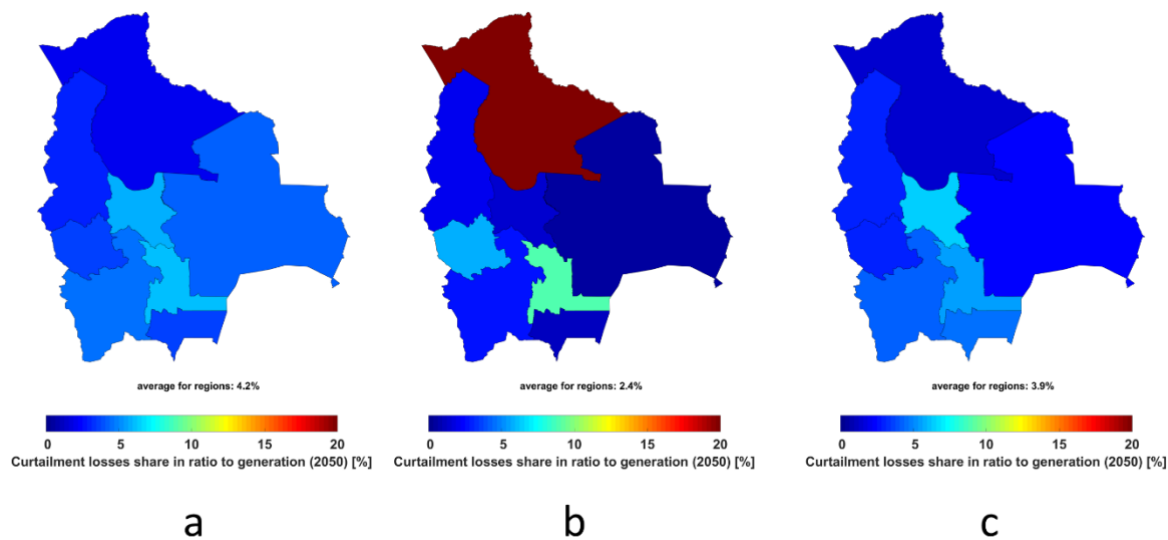


Figura S59: Pérdidas de almacenamiento regional en relación con la generación de electricidad en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

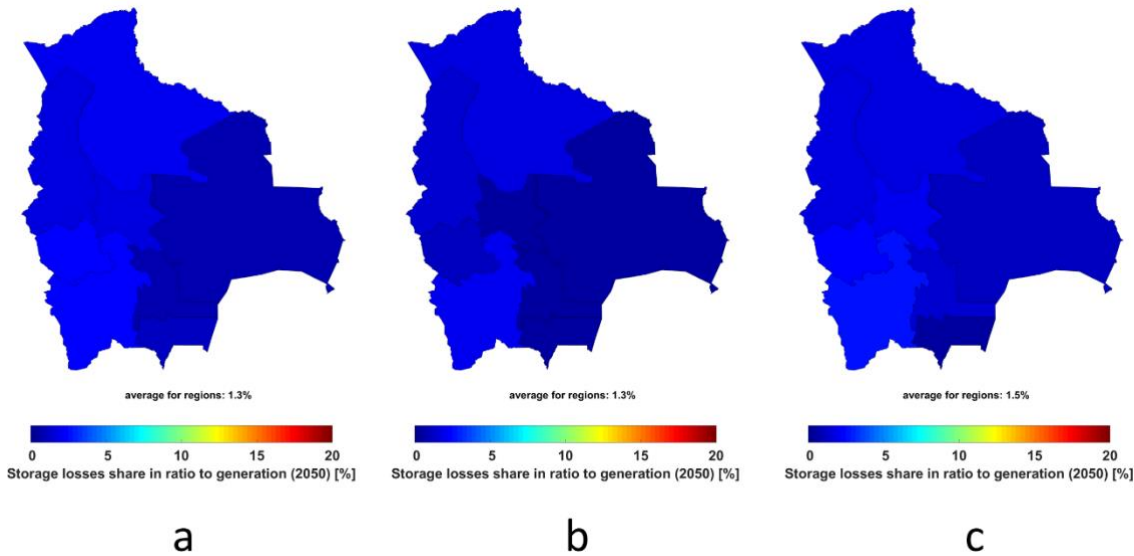


Figura S60: Pérdidas en la red regional en relación con la generación de electricidad en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

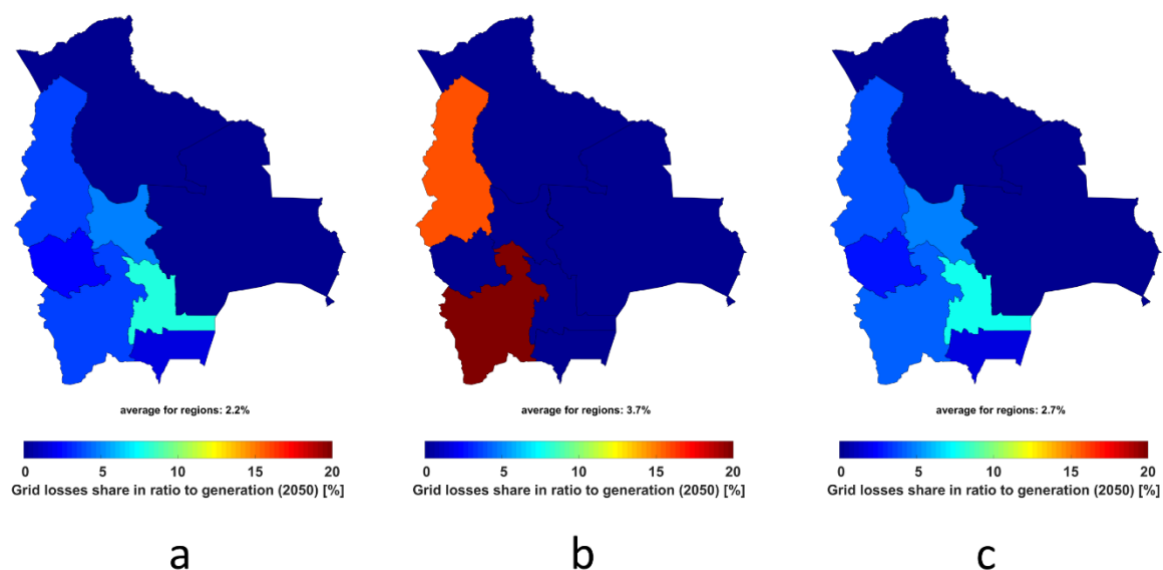


Tabla S32: Costos de electricidad para BPS-1

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOE	[€/MWh _{el}]	32,19	52,66	47,11	33,08	20,68	16,18	14,64
Costos de emisiones GEI	[€/MWh]	9,49	5,71	2,87	0,03	0,00	0,00	0,00
Costos combustible	[€/MWh]	34,08	13,57	6,09	-0,23	-0,18	-0,16	-0,15
Reducción LCOC	[€/MWh]	0,75	0,00	0,00	0,18	0,56	0,62	0,64
Almacenamiento LCOS	[€/MWh]	0,00	1,64	2,81	3,84	5,96	6,35	5,87
Transmisión LCOT	[€/MWh]	28,23	15,61	8,98	4,00	2,20	1,54	1,23
Total LCOE	[€/MWh]	104,73	89,18	67,85	40,90	29,23	24,53	22,23

Tabla S33: Costos de calor para BPS-1

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOH	[€/MWh _{th}]	26,37	37,33	39,25	37,98	25,25	17,23	16,39
Almacenamiento LCOH	[€/MWh _{th}]	0,00	0,54	0,73	2,39	6,75	9,08	9,24
Total LCOH	[€/MWh _{th}]	26,37	37,87	39,98	40,37	31,74	25,82	25,12

Tabla S34: Costos de combustible sostenible y agua para BPS-1

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOE	[€/MWh]	32,19	52,66	47,11	33,08	20,68	16,18	14,64
Hidrógeno	[€/MWh]	0,00	55,26	63,99	77,42	61,39	47,03	43,15
LH2	[€/MWh]	0,00	0,00	67,58	87,29	70,57	52,72	48,20
SNG	[€/MWh]	0,00	270,50	32,96	65,27	62,41	63,03	58,68
LNG	[€/MWh]	31,38	29,06	34,51	26,31	36,00	43,97	41,98
Fischer-Tropsch	[€/MWh]	0,00	3,62	135,93	124,07	96,89	85,48	80,59
LCOW	[€/m ³]	1,62	1,55	1,38	1,40	1,61	1,57	1,68

Tabla S35: Costos de electricidad para BPS-2

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOE	[€/MWh]	32,19	57,62	42,81	31,08	17,24	14,98	14,15
Costos de emisiones GEI	[€/MWh]	9,49	3,86	3,08	0,02	0,00	0,00	0,00
Costos combustible	[€/MWh]	34,08	9,06	6,65	-0,24	-0,16	-0,15	-0,15
Reducción LCOC	[€/MWh]	0,75	0,00	0,00	0,27	0,37	0,44	0,39
Almacenamiento LCOS	[€/MWh]	0,00	1,27	1,27	3,81	5,23	5,28	5,19
Transmisión LCOT	[€/MWh]	28,23	16,22	8,18	4,72	3,41	2,68	2,14
Total LCOE	[€/MWh]	104,73	88,02	61,99	39,65	26,08	23,23	21,71

Tabla S36: Costos de calor para BPS-2

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOH	[€/MWh _{th}]	26,37	37,65	47,24	51,29	27,69	24,33	18,98
Almacenamiento LCOH	[€/MWh _{th}]	0,00	0,60	0,82	2,30	9,37	9,51	9,25
Total LCOH	[€/MWh _{th}]	26,37	38,25	48,06	53,56	35,11	32,24	27,04

Tabla S37: Costos de combustible sostenible y agua para BPS-2

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOE	[€/MWh]	32,19	57,62	42,81	31,08	17,24	14,98	14,15
Hidrógeno	[€/MWh]	0,00	55,11	83,86	122,97	80,60	70,04	54,27
LH2	[€/MWh]	0,00	0,00	81,30	130,05	90,18	80,01	62,97
SNG	[€/MWh]	0,00	0,00	0,00	148,18	95,21	86,31	68,04
LNG	[€/MWh]	31,38	33,61	36,28	28,56	63,77	57,09	47,23
Fischer-Tropsch	[€/MWh]	0,00	0,00	193,50	199,03	118,99	114,30	92,88
LCOW	[€/m ³]	1,62	1,38	1,37	1,40	1,60	1,57	1,57

Tabla S38: Costos de electricidad para BPS-3

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOE	[€/MWh]	32,20	39,58	47,60	34,32	25,10	20,25	15,68
Costos de emisiones GEI	[€/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costos combustible	[€/MWh]	34,10	25,91	11,20	0,11	-0,13	-0,19	-0,16
Reducción LCOC	[€/MWh]	0,75	0,00	0,00	0,05	0,70	0,78	0,59
Almacenamiento LCOS	[€/MWh]	0,00	1,42	3,74	5,29	5,53	6,01	5,17
Transmisión LCOT	[€/MWh]	27,68	15,42	12,28	4,92	3,15	2,28	1,47
Total LCOE	[€/MWh]	94,73	82,33	74,82	44,69	34,37	29,12	22,74

Tabla S39: Costos de calor para BPS-3

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOH	[€/MWh _{th}]	22,81	29,46	29,73	32,17	31,03	26,56	19,92
Almacenamiento LCOH	[€/MWh _{th}]	0,00	0,30	0,41	1,88	2,70	3,88	6,69
Total LCOH	[€/MWh _{th}]	22,81	29,76	30,14	34,04	33,73	30,39	26,32

	Unidad	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Generación LCOE	[€/MWh]	32,20	39,58	47,60	34,32	25,10	20,25	15,68
Hidrógeno	[€/MWh]	0,00	40,53	43,72	57,68	64,28	54,80	45,70
LH2	[€/MWh]	0,00	0,00	49,47	57,68	71,28	62,22	52,09
SNG	[€/MWh]	0,00	0,00	0,00	0,00	63,00	58,19	51,33
LNG	[€/MWh]	24,76	28,39	28,79	24,13	26,20	29,75	32,38
Fischer-Tropsch	[€/MWh]	0,00	0,00	88,89	107,54	91,88	82,08	74,37
LCOW	[€/m³]	1,59	1,43	1,44	1,42	1,62	1,58	1,57

Figura S62: Capex sector electricidad para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3

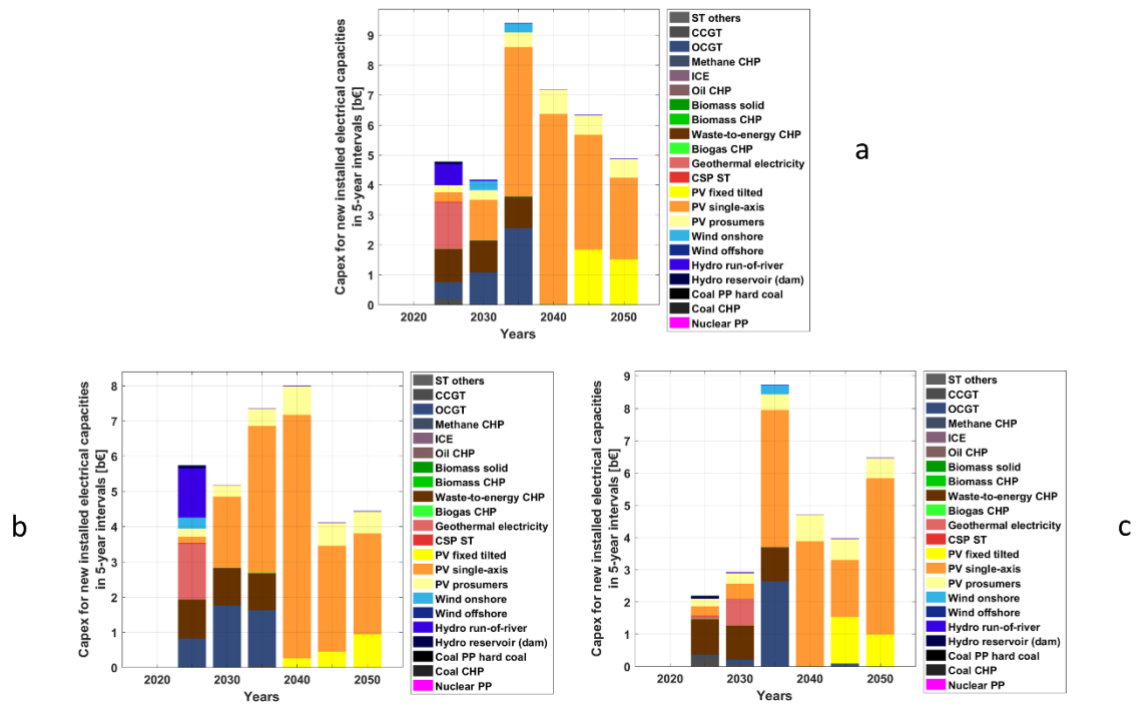


Figura S63: Opex fijo sector electricidad (arriba) y Opex variable (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3

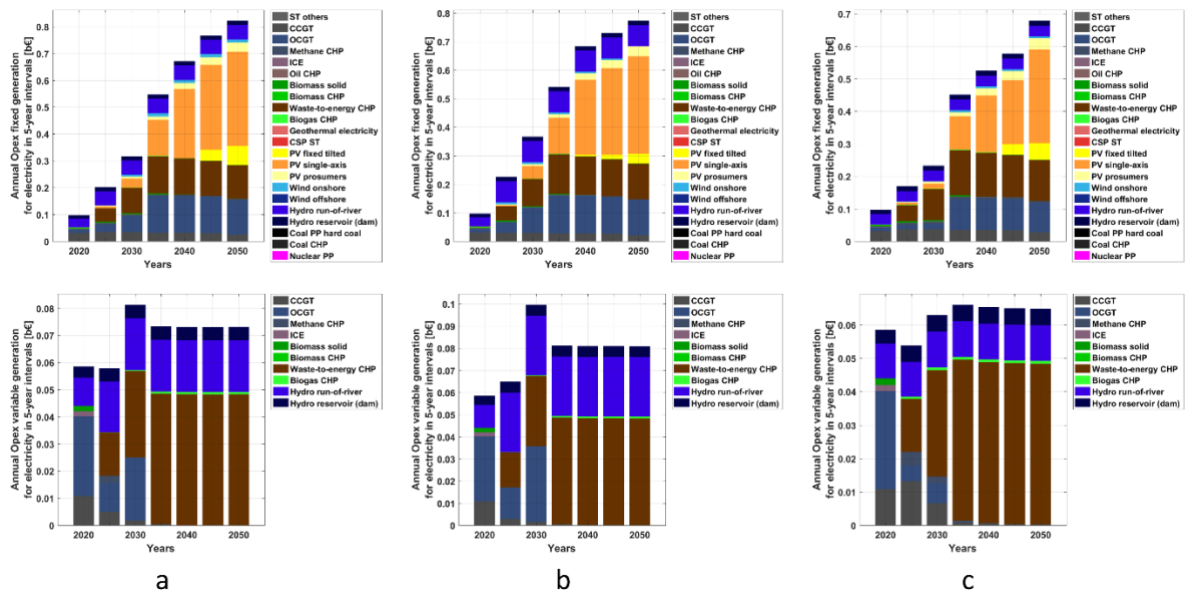


Figura S64: Costo nivelado de calor por categoría principal de costo (arriba) y tecnología (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

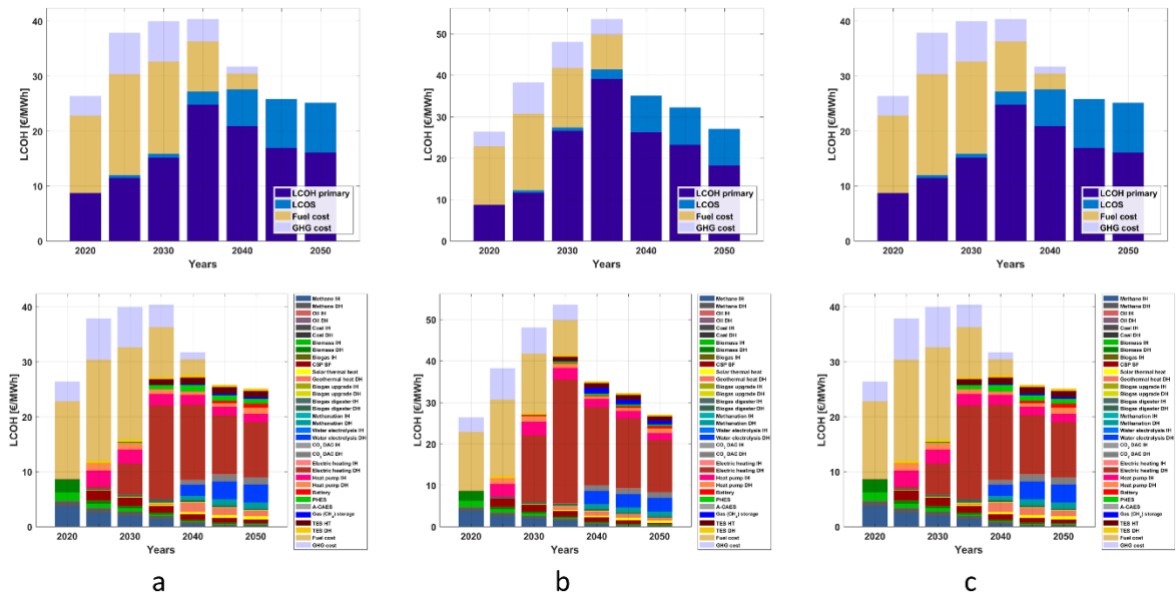


Figura S65: Capex sector calor para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

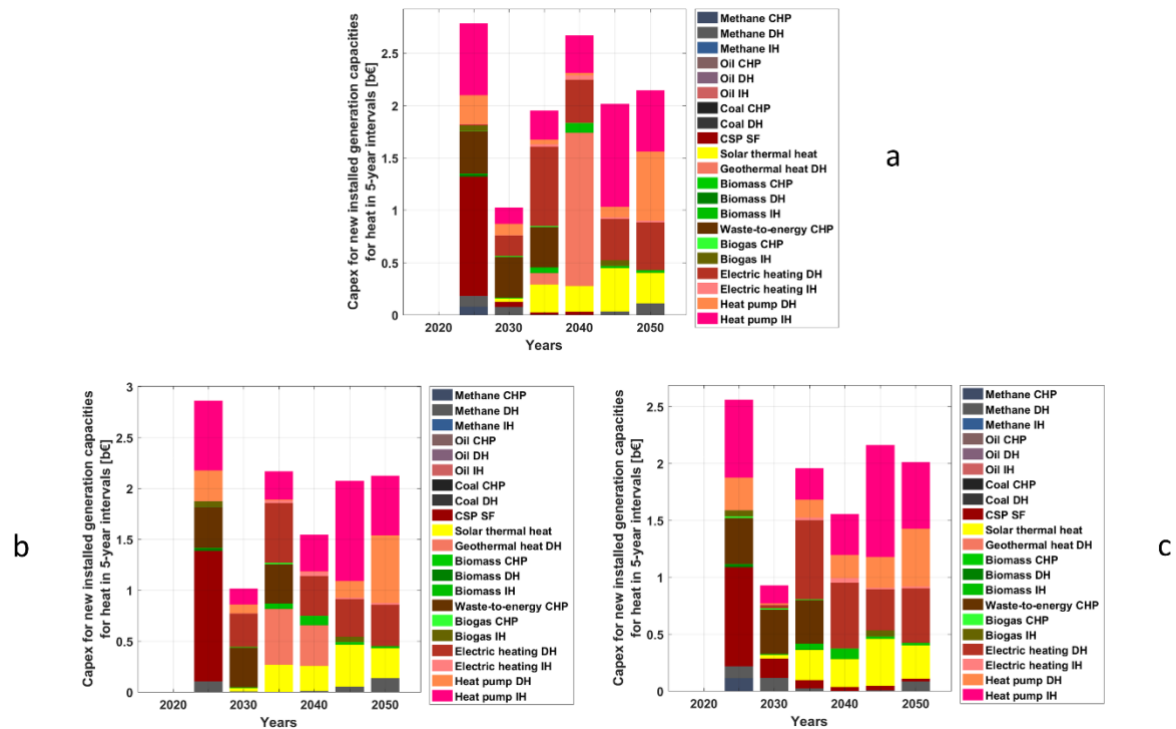


Figura S66: Opex fijo sector calor (arriba) y Opex variable (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

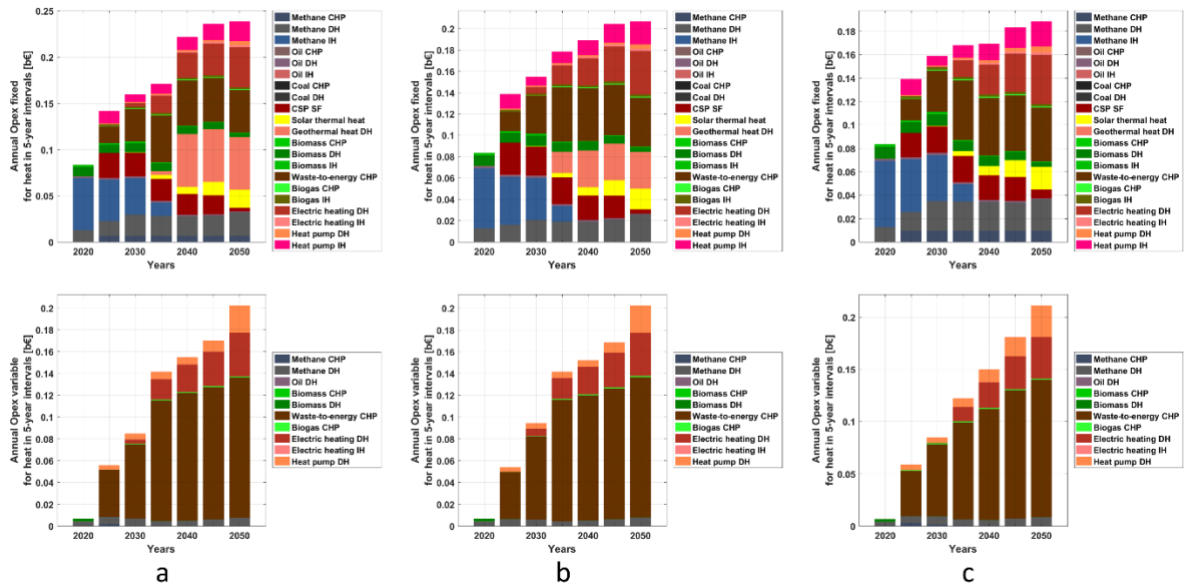


Figura S67: Costos de combustible para el sector transporte durante la transición (arriba) y costos de combustible en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

Figura S68: Costo final de electricidad para transporte en base a tipo de combustible (arriba) y tipo de transporte (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

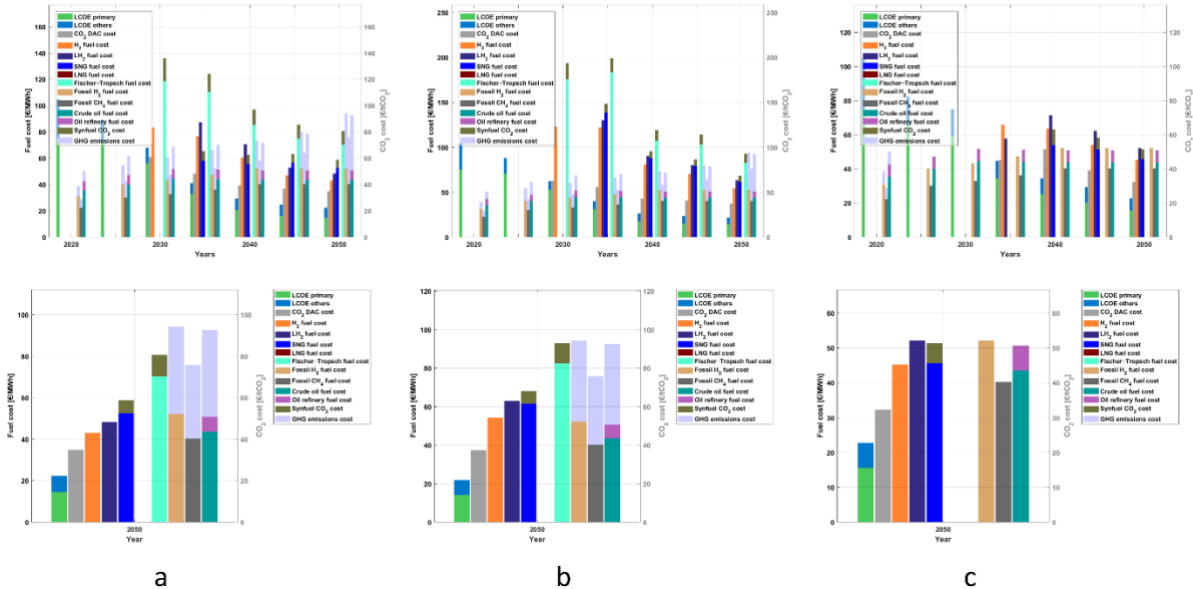


Figura S69: Costo final de electricidad para transporte en base a tipo de combustible (arriba) y tipo de transporte (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

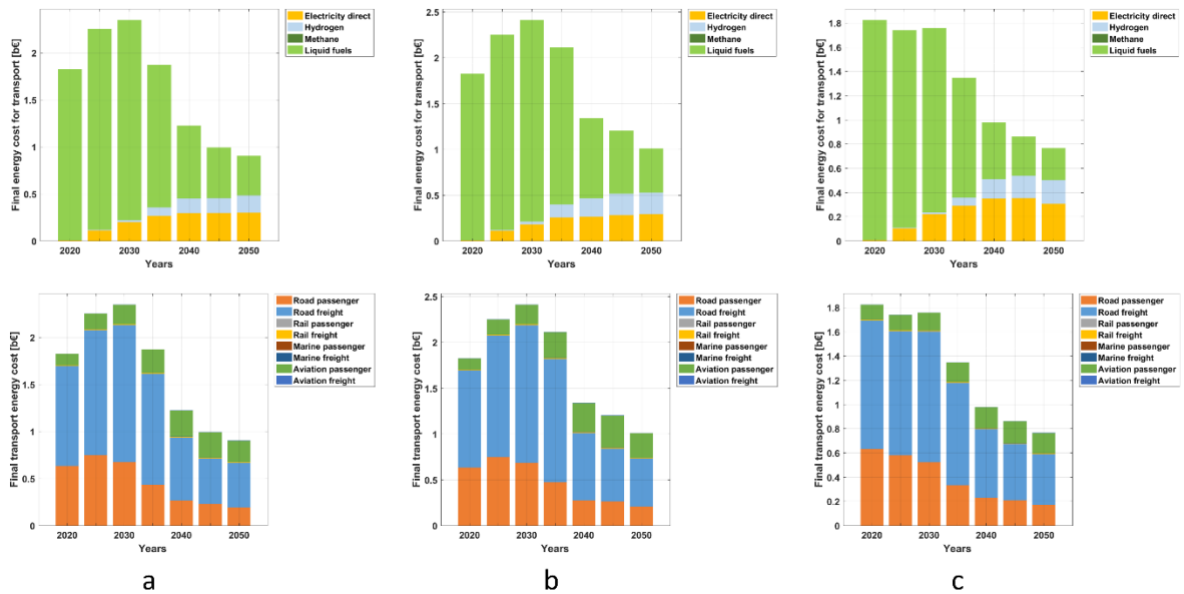


Figura S70: Costo final de transporte según modo – pasajeros (arriba) y carga (abajo) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

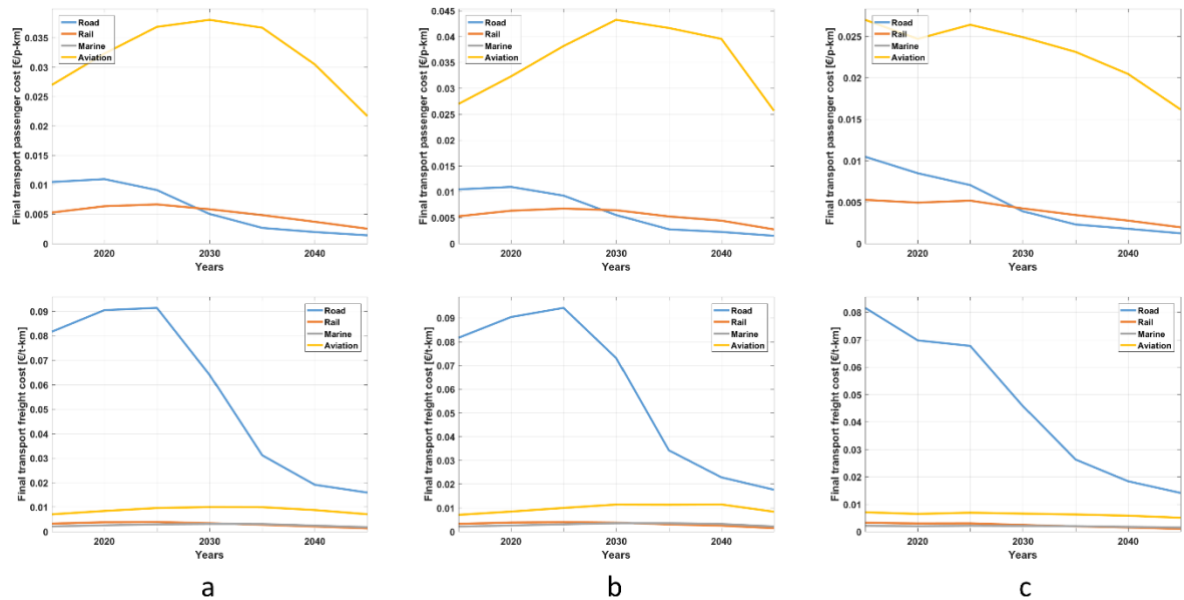


Figura S71: Sector – costo nivelado del agua por categorías principales de costos (top) y proceso/combustible (bottom) para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

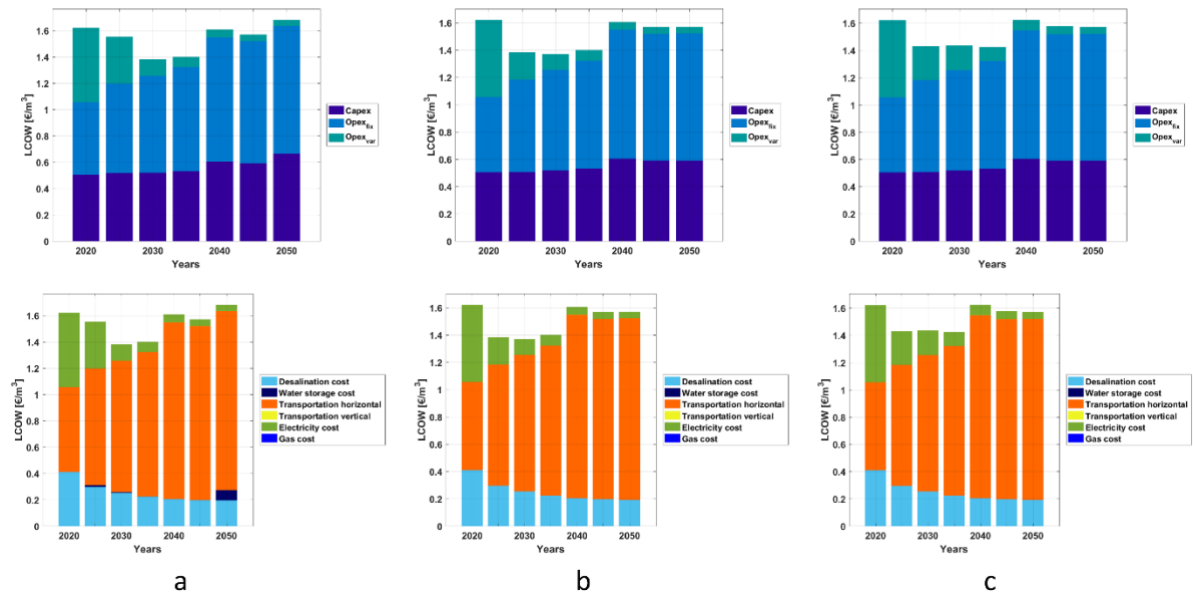


Figura S72: LCOE regional en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

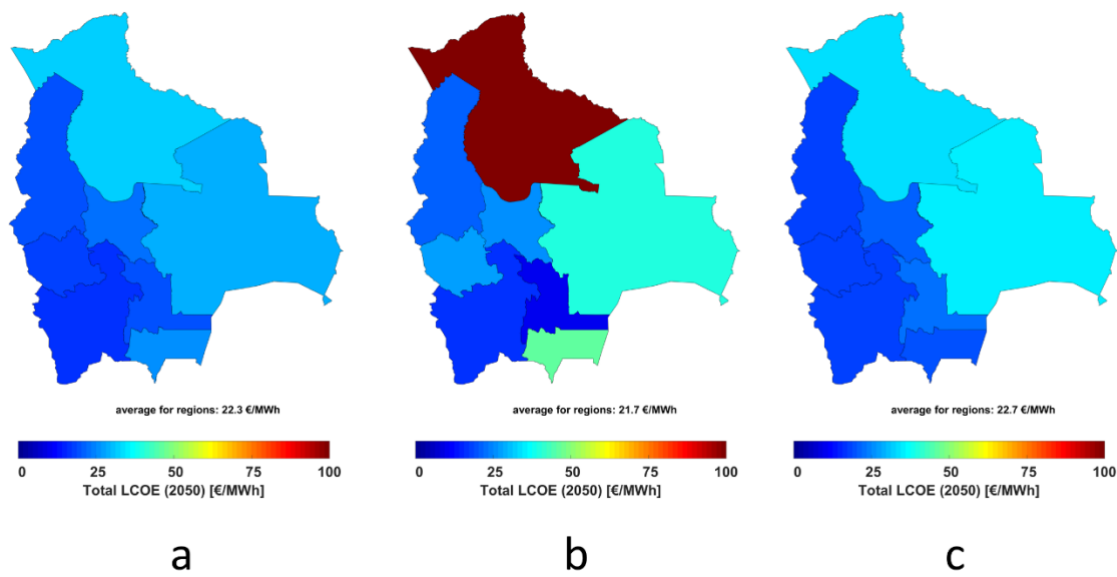


Figura S73: Proporción regional de LCOE primaria a LCOE total en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)

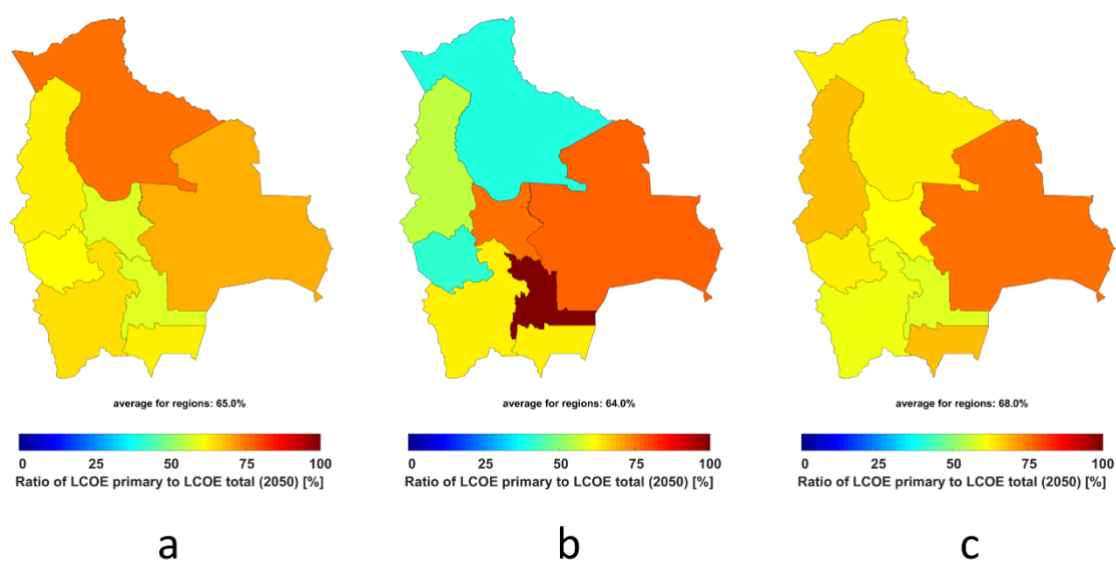
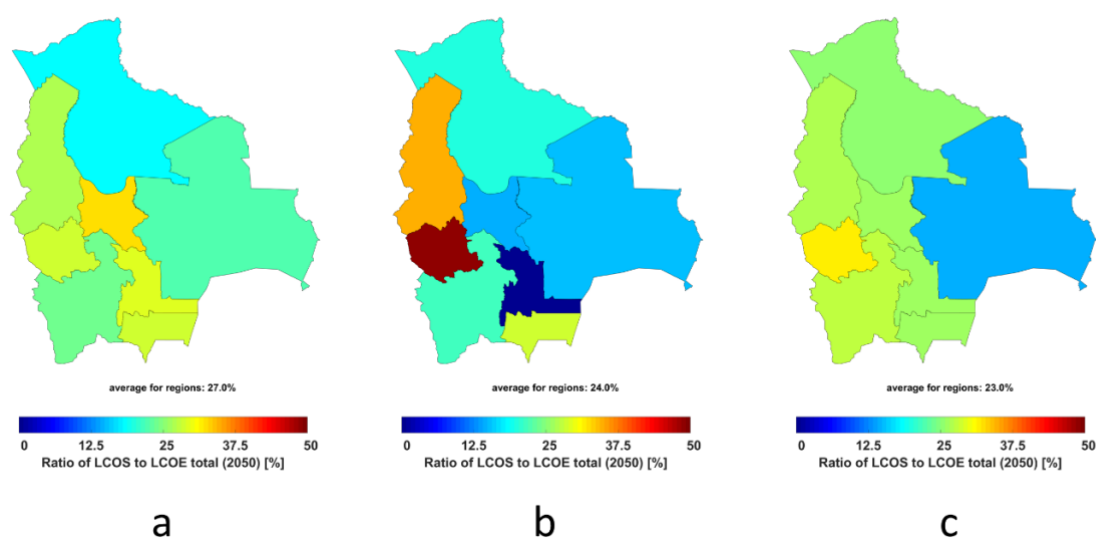


Figura S74: Proporción regional de LCOS a LCOE total en 2050 para BPS-1 (a), BPS-2 (b), y BPS-3 (c)



Título: Simulación de la generación de Energías Renovables al 100% hasta 2050 para Bolivia (en cooperación con la Universidad Lappeenranta, Finlandia)

Desarrollado por: Gabriel López, de la Universidad LUT, en Lappeenranta, Finlandia, en colaboración de Arman Aghahosseini, Dmitrii Bogdanov, Theophilus Mensah, Narges Ghorbani y Upeksha Caldera.

Programa: Programa de Energías Renovables (PEERR)

Programa No: 18.2024.0-001.00

Gestión: 2020

Ministerio de Hidrocarburos y Energías

Av. Mariscal Santa Cruz, Edif. Palacio de Comunicaciones Piso 12
T +591 (2) 2186700
www.hidrocarburos.gob.bo

Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas

Edificio Ex BBA, Av. Camacho N° 1413 Esq. calle Loayza
T +591 (2) 2188800

Cooperación Alemana al Desarrollo con Bolivia

Oficina de la Cooperación Alemana al Desarrollo
Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) GmbH
Av. Julio C. Patiño N° 1178, entre calles 17 y 18, Calacoto
Casilla 11400
La Paz, Bolivia

Oficina del Programa de Energías Renovables (PEERR)
Av. Sánchez Bustamante N° 504 entre calles 11 y 12 de Calacoto
La Paz, Bolivia
T +591 (2) 2119499
F +591 (2) 2119499, int. 111
E michael.mechlinski@giz.de
www.giz.de

Ministerio Federal de Cooperación Económica y Desarrollo (BMZ)

BMZ Bonn
Dahlmannstraße 4
53113 Bonn, Germany
T +49 (0) 228 99 535 -0
F +49 (0) 228 99 535-3500
poststella@bmz.bund.de
www.bmz.de

BMZ Berlín
Stresemannstraße 94
10963 Berlin, Germany
T +49 (0) 30 18 535 -0
F +49 (0) 30 18 535-2501



Implementada por:

